



Análisis de viabilidad de generación de hidrógeno verde en la región sur del Perú para determinar su competitividad en la matriz energética

Trabajo de investigación presentado en satisfacción de los requerimientos para obtener el grado de Magíster en Gestión de la Energía por:

Manuel Francisco Buendía Pissani



MANUEL BUENDIA PISSANI
ING. MECANICO ELECTRICISTA
CIP: 136489

Jhonatan De La Cruz Ledesma



Juan Carlos Gallardo Esteves



Marquiño Huamani Villena



Maestría en Gestión de la Energía

Lima, 17 de mayo de 2022

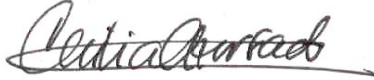
Este trabajo de investigación

**Análisis de viabilidad de generación de hidrógeno verde en la región sur del Perú
para determinar su competitividad en la matriz energética**

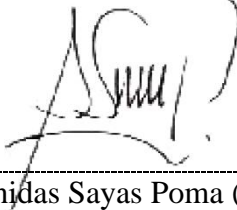
ha sido aprobado.



Rosendo Yone Ramirez Taza (Jurado)



Cecilia Azerrad Urrutia (Jurado)



Leonidas Sayas Poma (Asesor)

Universidad ESAN

2022

Dedicatoria

El esfuerzo trae sus recompensas, dedico este trabajo de investigación a mi esposa por el apoyo incondicional, a mis hijos por la comprensión y a mi madre por su guía eterna.

Manuel Francisco Buendía Pissani

El presente trabajo investigativo lo dedico a Dios, por darme fuerza en el proceso de alcanzar uno de mis objetivos más deseados. A mis padres y hermanos, por su gran apoyo moral en todos estos años. De manera especial se lo dedico también a mi novia por estar siempre presente y haberme brindado su comprensión en estos años y finalmente a mi bebé que se encuentra en camino y lo espero con mucha felicidad.

Jhonatan De La Cruz Ledesma

Dedico este trabajo a mi familia por la fuerza que me brindan diariamente y a mi compañera de vida Carolin por sus sabios consejos y motivación constante para ayudarme a lograr mis objetivos.

Juan Carlos Gallardo Esteves

A Dios, por guiar mi camino; a mis padres y hermanas por su incondicional y eterno apoyo; y a mi compañera de vida Andrea por transmitirme la energía necesaria para lograr este proyecto.

Marquiño Huamani Villena

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	19
1.1. Antecedentes	19
1.2. Problemática	19
1.3. Formulación de Preguntas de Investigación	20
1.4. Objetivos de la Tesis	20
<i>1.4.1. Objetivo general</i>	20
<i>1.4.2. Objetivos específicos</i>	20
1.5. Alcances y limitaciones	21
1.6. Justificación	21
1.7. Contribución	21
1.8. Metodología	22
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	23
2.1. Matriz Energética en el Perú.....	23
<i>2.1.1. Radiografía Energética del Perú</i>	23
<i>2.1.2. Energía Primaria</i>	26
<i>2.1.3. Energía Secundaria</i>	28
<i>2.1.4. Energías Renovables</i>	29
<i>2.1.5. El ingreso del H2 en la Matriz Energética Peruana</i>	31
2.2. Tendencias del Hidrógeno en el Mundo	34
<i>2.2.1. Catapulta de Hidrógeno verde</i>	40
2.3. Claves Para el Desarrollo de Hidrógeno en el mundo	41
<i>2.3.1. Desafíos</i>	41
<i>2.3.2. Acciones de países ante los desafíos iniciales</i>	43
<i>2.3.3. El conocimiento del color del hidrógeno</i>	44
2.4. Seguridad del Uso del Hidrógeno	45
<i>2.4.1. Propiedades del hidrógeno y su relación con la seguridad</i>	46
<i>2.4.2. La gestión de la seguridad</i>	48
<i>2.4.3. Seguridad en el Diseño</i>	49
<i>2.4.4. Seguridad en la Operación, Fiabilidad y Mantenimiento</i>	50
2.5. El Papel del Hidrógeno en la Descarbonización.....	51
<i>2.5.1. El hidrógeno como vector energético en el futuro de la energía limpia</i>	53
<i>2.5.2. El potencial peruano en hidrógeno verde para descarbonizar su matriz energética</i>	54
2.6. Uso Actual del Hidrógeno	55

2.7. Tipos de Producción de Hidrógeno	60
2.8. El futuro del Hidrógeno Verde y Políticas de Promoción en el Mundo	67
2.8.1. <i>Perspectiva en Latinoamérica</i>	68
2.8.2. <i>Perspectiva en Europa y Estados Unidos</i>	70
2.8.3. <i>Efectos Socioeconómicos de la Economía del Hidrógeno</i>	72
2.8.4. <i>Políticas en Acción</i>	73
2.8.5. <i>Formación de Políticas</i>	74
CAPÍTULO III. ANÁLISIS DEL MERCADO DE GENERACIÓN RENOVABLE NO CONVENCIONAL (RNC) EN EL SUR DEL PERÚ Y SU POSIBLE CONTRIBUCIÓN PARA LA GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE.....	78
3.1. Selección de la mejor Tecnología de energía renovable para la producción de Hidrogeno verde, bajo el método del Proceso Analítico Jerárquico.....	82
3.1.1. <i>Proceso Analítico Jerárquico de los Criterios</i>	84
3.1.2. <i>Proceso Analítico Jerárquico de las Alternativas</i>	85
3.1.3. <i>Elaboración de la Tabla de Resultados</i>	86
CAPÍTULO IV. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA PRODUCCIÓN Y USOS DEL HIDRÓGENO COMO COMBUSTIBLE EN MINERÍA Y LA VIABILIDAD PARA PRODUCIRLO EN EL PERÚ	87
4.1. Hidrógeno verde como combustible en minería	89
4.1.1. <i>Análisis de la viabilidad de utilizar hidrógeno verde en la minería de Chile</i>	89
4.1.2. <i>Análisis de la viabilidad de utilizar hidrógeno verde en la minería de Perú</i>	90
CAPÍTULO V. EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO EN EL SUR DE PAÍS PARA EL SECTOR MINERO.....	99
5.1. Caso de Análisis.....	99
5.1.1. <i>Modelo de Negocio</i>	102
5.1.2. <i>Esquema de Planta de Producción H2 Verde</i>	103
5.1.3. <i>Central Fotovoltaica</i>	103
5.1.4. <i>Configuración del Proyecto</i>	105
5.1.5. <i>Electrolizadores</i>	109
5.1.6. <i>Compresores</i>	114
5.1.7. <i>Tanque de Almacenamiento</i>	115
5.1.8. <i>Convertidor de Potencia</i>	115
5.1.9. <i>Infraestructura</i>	117
5.1.10. <i>Aspectos Económicos y Financiamiento</i>	117
5.2. Evaluación Económica	122
5.3. Costo Nivelado de Hidrógeno.....	124

5.4. Análisis de Sensibilidad del LCOH	125
5.4.1. Costos de Instalación Central PV (USD/kWp)	125
5.4.2. Costos de Instalación Central PV (USD/kWp) y Costo de Electrolizadores (USD/Kw) (60% de eficiencia del electrolizador + Kd 5%)	126
5.4.3. Costos de Instalación Central PV (USD/kWp) y Costo de Electrolizadores (USD/Kw) (95% de eficiencia del electrolizador + Kd 1.5%)	127
5.4.4. Costo de Electrolizadores (USD/kW) (95% de eficiencia del electrolizador + Kd 1.5%) – Sin costos de la central PV.	128
5.5. Análisis de Sensibilidad del VAN (USD):	129
5.6. Análisis de Sensibilidad del LCOH - @Risk.....	130
5.7. Central Electrolizadora – Producción H2 verde	132
5.7.1. Aplicación del modelo	132
5.7.2. Resultados de la evaluación	133
5.7.3. Análisis de sensibilidad	134
5.8. Análisis de resultados	137
CAPÍTULO VI. ESTRATEGIAS DE PROMOCIÓN Y PROPUESTAS NORMATIVAS	140
6.1. Estrategias de promoción.....	140
6.1.1. Regulación Nacional, incentivos y política Pública del Perú, una mirada hacia fuera, estableciendo las buenas prácticas.	140
6.2. Propuesta Normativa:	146
CAPÍTULO VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	148
7.1. Conclusiones.....	148
7.2. Recomendaciones	149
ANEXOS	151
I. Flujo económico y financiero del proyecto de producción de hidrógeno: HyCopper.	151
II. Flujo económico de solución de reemplazo de Diesel en SPCC.....	152
BIBLIOGRAFÍA	153

LISTA DE TABLAS

Tabla 2-1 Producción de Energía Secundaria (Unidad: TJ)	29
Tabla 2-2 Medidas gubernamentales relacionadas con el hidrógeno desde el año 2018	35
Tabla 2-3 Actividades de los países para el desarrollo de estrategias de hidrógeno. ..	42
Tabla 2-4 Propiedades del Hidrógeno.....	47
Tabla 2-5 Catalogación de color de hidrógeno de acuerdo con su fuente energía.....	67
Tabla 2-6 Incentivos de promoción de H2 verde en California, EE. UU.	70
Tabla 2-7 Enfoques de los países con estrategias nacionales de hidrógeno.	74
Tabla 2-8 Oportunidades y Acciones Regulatorias.	75
Tabla 3-1 Factores de Planta de las Centrales RER de la 4ta Subasta en Perú.....	79
Tabla 3-2 Potencial de Energías Renovables en Perú.....	80
Tabla 3-3 Estudios de Pre-Operatividad de Centrales Eólicas aprobados por el COES	81
Tabla 3-4 Estudios de Pre-Operatividad de Centrales Solares aprobados por el COES	81
Tabla 3-5 Escala fundamental de comparación por pares de Saaty	83
Tabla 3-6 Tabla de datos	84
Tabla 3-7 Matriz de comparación de Criterios	84
Tabla 3-8 Índice de Inconsistencia Aleatorio	85
Tabla 3-9 Cálculo de la Relación del Índice de Consistencia.....	85
Tabla 3-10 Matriz de comparación de Alternativas.....	86
Tabla 3-11 Tabla de Resultados del PAJ	86
Tabla 4-1 Participación porcentual sector minero chileno	89
Tabla 4-2 Parámetros y valores propuestos para el caso de una planta de producción de hidrógeno verde en Chile	89
Tabla 4-3 Participación porcentual según la producción anual de cobre en Perú.....	90
Tabla 4-4 Participación porcentual según la producción anual de oro en Perú	90
Tabla 4-5 Participación porcentual según la producción anual de zinc en Perú.....	90
Tabla 4-6 Participación porcentual según la producción anual de plata en Perú.....	91
Tabla 4-7 Participación porcentual según la producción anual de plomo en Perú	91
Tabla 4-8 Participación porcentual según la producción anual de hierro en Perú.....	91
Tabla 4-9 Participación porcentual según la producción anual de molibdeno en Perú.....	91
Tabla 4-10 Empresas mineras productoras de cobre según su localización	93
Tabla 4-11 Análisis Comparativo de las condiciones de irradiación y temperatura en el sur del Perú	94
Tabla 5-1 Características de ubicación del proyecto	104
Tabla 5-2 Consideraciones del proyecto fotovoltaico.....	104
Tabla 5-3 Características técnicas de la configuración de proyecto	106
Tabla 5-4 Características técnicas de la configuración de proyecto	106
Tabla 5-5 Electricidad FV: Estadísticas mensuales	107
Tabla 5-4 Calculo del rendimiento solar fotovoltaico	108
Tabla 5-7 Calculo de producción de hidrógeno	110
Tabla 5-8 Orden de periodos.....	113
Tabla 5-9 Resultados Dimensionamiento Electrolizadores	113
Tabla 5-10 Resultados Dimensionamiento Compresores	114
Tabla 5-11 Resultados Dimensionamiento Tanques de Almacenamiento.....	115
Tabla 5-12 Resultados Dimensionamiento Convertidor de Potencia	116

Tabla 5-13 Resultados Dimensionamiento Convertidor de Potencia	117
Tabla 5-14 Datos Damodaran S&P500 y US T.Bond 2012-2021	119
Tabla 5-14 Datos Damodaran Beta Apalancado y Desapalancado.....	119
Tabla 5-14 Datos de financiamiento del Proyecto – Parte I	120
Tabla 5-14 Datos de financiamiento del Proyecto – Parte I	121
Tabla 5-20 Precio Mínimo de Compra y Venta para ambas empresas	123
Tabla 5-21 Evaluación LCOH	125
Tabla 5-22 Evaluación LCOH	126
Tabla 5-23 Evaluación LCOH	127
Tabla 5-25 Flujo económico y financiero del proyecto de hidrógeno	133
Tabla 6-1 Pilares de trabajo de Chile en su estrategia nacional.....	141
Tabla 6-2 Consorcio para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno en Argentina (H2ar) – Propuesta de Trabajo	144
Tabla 6-3 Estrategia que debería asumir el Perú, para ser partícipe activo en la transición energética, de cero emisiones, con tecnologías del hidrógeno.....	146

LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1 Radiografía Energética - Perú 2021	25
Figura 2-2 Demanda de Energía Primaria en Perú entre 2010-2020	27
Figura 2-3 Energía primaria por fuente en Perú 2020 (Consumo)	27
Figura 2-4 Consumo de Energía per cápita en Perú entre 2010- 2020	28
Figura 2-5 Generación eléctrica a través de fuentes RNC periodo 2010 – 2021 (Perú)	29
Figura 2-6 Atlas Eólico del Perú a 100 m (resolución 1 km)	30
Figura 2-7 Mapa de Potencial Eléctrico fotovoltaico en Perú	31
Figura 2-8 Evaluación de centros de Consumo de H2 en Perú.....	34
Figura 2-9 Asociaciones bilaterales mundiales actuales.....	44
Figura 2-10 Densidad Relativa con respecto al aire	47
Figura 2-11 Temperatura de Autoignición.....	48
Figura 2-12 Rango de Inflamabilidad	48
Figura 2-13 Ciclo de vida de un proyecto de Hidrogeno Verde y la gestión de seguridad.....	49
Figura 2-14 Sistema de Gestión de Seguridad de Procesos (GSP)	50
Figura 2-15 Evolución de la temperatura global en el pasado, presente y futuro (1850 - 2050)	53
Figura 2-16 Cadena de valor del hidrógeno en los últimos años	56
Figura 2-17 Demanda anualizada de Hidrógeno desde 1980.	58
Figura 2-18 Diversos procesos de obtención del hidrógeno	60
Figura 2-19 Esquema de una celda fotoelectroquímica	62
Figura 2-20 Funcionamiento y diferentes reacciones según tipo de electrolizador.....	63
Figura 2-21 Tipos de reformadores.....	66
Figura 2-22 Potencial renovable en Latinoamérica	68
Figura 2-23 Visión estratégica del gobierno de Uruguay	69
Figura 2-24 Esquema de CertifHy	72
Figura 3-1 Producción de Energía Anual en Centrales de 12 MW de diversas tecnologías	78
Figura 3-2 Proyección de la Potencia instalada de proyectos de CGNC en operación y con EPO´s (Aprobados)	80

Figura 3-3 Esquema Jerárquico a emplearse en el análisis	83
Figura 4-1 Formas de producción y usos finales del hidrógeno a nivel mundial	88
Figura 4-2 Participación porcentual del PBI minero metálico.....	92
Figura 4-3 Localización geográfica de las principales mineras en el sur del país según potencial de radiación solar.....	97
Figura 5-1 Camión Minero CAEX Caterpillar 793F	100
Figura 5-2 Camión Minero Convertido	100
Figura 5-3 Potencial del recurso solar en el Perú.....	101
Figura 5-4 Ubicación del Proyecto Piloto.....	101
Figura 5-5 Esquema del Proyecto Piloto HyCopper	103
Figura 5-6 Ubicación del Proyecto en Solargis	104
Figura 5-7 Ubicación de la Central Fotovoltaica	105
Figura 5-8 Irradiación y Temperaturas Mensuales	107
Figura 5-9 Producción Fotovoltaica Mensual	108
Figura 5-10 Esquema de repartición de energía.....	109
Figura 5-11 Producción diaria de Hidrógeno.....	111
Figura 5-12 Distribución horaria de producción FV específica (kWh/kWp)	112
Figura 5-13 Diagrama de Pareto – Horas de duración.....	112
Figura 5-14 Diagrama de Conversión de Potencia y Energía.....	116
Figura 5-15 Viabilidad del proyecto respecto al precio del H2 (USD/kg)	123
Figura 5-16 Viabilidad del proyecto respecto al precio del H2 (USD/kg)	124
Figura 5-17 Evaluación LCOH	128
Figura 5-18 Análisis de riesgo con @Risk – VAN del proyecto HyCopper (USD) .	129
Figura 5-19 Análisis de sensibilidad.....	130
Figura 5-18 Análisis de riesgo con @Risk – LHEC (USD)	131
Figura 5-19 Análisis de sensibilidad LHEC	131
Figura 5-20 Estructura de precio de Costo Nivelado de Producción H2	134
Figura 5-21 Análisis de sensibilidad +/- 5% de variación	135
Figura 5-22 Análisis de sensibilidad +/- 5% de variación – Curvas de probabilidad	136
Figura 5-23 Estructura desagregada del análisis de sensibilidad.....	137
Figura 5-24 Pregunta N° 01 de la Encuesta acerca del Hidrógeno Verde en minería	138
Figura 5-25 Pregunta N° 02 de la Encuesta acerca del Hidrógeno Verde en minería	138
Figura 5-26 Pregunta N° 03 de la Encuesta acerca del Hidrógeno Verde en minería	139
Figura 5-27 Pregunta N° 04 de la Encuesta acerca del Hidrógeno Verde en minería	139
Figura 6-1 Terminal de Hidrógeno Verde, Puerto PECHEM, Brasil	142
Figura 6-2 Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde, Colombia	143
Figura 6-3 Primera central de energía renovable no intermitente del mundo gracias a las tecnologías de hidrógeno	145

GLOSARIO

Matriz Energética. - Conjunto de recursos energéticos que se encuentran disponibles en un país. Representa la disponibilidad de energía en un lugar y tiempo específico.

Hidrógeno. - Elemento químico considerado el más ligero que existe. En condiciones normales se encuentra en estado gaseoso. Es insípido, inodoro e incoloro.

Hidrógeno verde. - Aquel que se puede producir mediante agua y fuentes de energía renovable. Este puede ser obtenido por electrólisis descomponiendo moléculas de agua (H₂O) en hidrógeno (H₂) y oxígeno (O₂).

Electrólisis. - Proceso químico que mediante el proceso de conducción eléctrica de algunas sustancias o materiales genera una reacción de oxidación-reducción que no es espontánea.

Generación Renovable No Convencional (RNC). - Aquellas fuentes de energía con una fuente generadora inagotable. Por ejemplo, la energía hidráulica que proviene de la fuerza del agua; solar, a través de radiación solar; eólica, generada por la fuerza mecánica del viento, entre otras.

Transición Energética. - Conjunto de lineamientos que proponen cambios en los modelos de producción, distribución y consumo de energía en búsqueda de la sostenibilidad. Busca transformar los sistemas de energía que provienen de fósiles a sistemas de energías renovables.

Proceso Analítico Jerárquico (PAJ). - Es uno de los métodos multicriterio empleado para la selección alternativas en función de una serie de criterios, que están jerarquizados y suelen entrar en conflicto.

CURRÍCULUM VITAE DE LOS AUTORES

MANUEL FRANCISCO BUENDÍA PISANI

Ingeniero Mecánico Electricista, Colegiado de la Universidad Nacional Pedro Ruíz Gallo con más de 12 años de experiencia en el campo de supervisión de proyectos en ductos submarinos, terminales multiboyas e integridad de los activos especialmente en el sector hidrocarburos, especialista en desarrollo de proyectos de ámbito marítimo, fundador de la empresa Trabajo Tierra Mar SAC (año 2013), en la cual actualmente desarrollo diversos proyectos de buceo, inspección de ductos, mantenimientos de terminales marítimos de recepción de hidrocarburos, entre otros.

FORMACIÓN ACADÉMICA

Universidad ESAN	2019 – 2022
Maestría en Gestión de la Energía	
Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo	2000-2008
Título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista	

EXPERIENCIA PROFESIONAL

Trabajo Tierra Mar SAC (Tratimar)	2015 – 2022
Área: Operaciones y Mantenimiento	
Cargo: Gerente de Operaciones y mantenimiento	
Trabajos Marítimos SA (TRAMARSA)	2011-2015
Área: Tareas Marítimas	
Cargo: Residente de mantenimiento	
Repsol YPF-Solgas (RYCOPESA)	2009 – 2011
Área: Operaciones	
Cargo: Ingeniero de Turno	

ESTUDIOS COMPLEMENTARIOS

Estudios en cursos marítimos portuarios, Mercancías peligrosas, MARPEL, normativa OCIMF, mantenimiento de mangueras submarinas bajo norma OCIMF, diseño de sistemas de amarre multiboyas, entrenamiento en buceo, inspector de ensayos no destructivos nivel II en 4 técnicas.

JHONATAN DE LA CRUZ LEDESMA

Ingeniero Electricista titulado y colegiado de la Universidad Nacional del Callao, cuento con más de 7 años de experiencia en supervisión, gestión y control de Proyectos de Distribución y Transmisión de energía eléctrica. Soy un profesional proactivo con capacidad para trabajar bajo presión enfocado en el logro de las metas, poseo habilidades en dirección de grupos humanos y conocimientos de sistemas de gestión y HSE&Q.

FORMACIÓN ACADÉMICA

Universidad ESAN	2019 – 2022
Maestría en Gestión de la Energía	
Universidad Nacional del Callao	2010-2015
Título Profesional de Ingeniero Electricista	

EXPERIENCIA PROFESIONAL

Hitachi Energy Perú S.A.	2020 – 2022
Área: PGTR Service	
Cargo: Service Coordinator	
T&D Electric S.A.C.	2020-2020
Área: Operaciones	
Cargo: Coordinador de Proyectos	
Enel Distribución Perú S.A.	2018 – 2020
Área: Alta Tensión	
Cargo: Ingeniero de Mantenimiento de SET's	
CONENHUA S.A. – Grupo Buenaventura	2015 – 2017
Área: Operación y Mantenimiento	
Cargo: Jefe de Subestación	

ESTUDIOS COMPLEMENTARIOS

Curso de Gestión de Mantenimiento – CENTRUM PUCP. Lima, Julio de 2019.

IDIOMAS

Inglés – ICPNA – Nivel Intermedio 2014.

JUAN CARLOS GALLARDO ESTEVES

Ingeniero Mecánico – Electricista, con especialización en mercados energéticos y estudios de administración de negocios con más de 7 años de experiencia. Cuento con experiencia en desarrollo de proyectos electromecánicos y en plantas de generación de energía eléctrica, tanto en el área operativa y de gestión comercial.

FORMACIÓN ACADÉMICA

Universidad ESAN	2019 – 2022
Maestría en Gestión de la Energía	
Universidad ESAN	2018 – 2019
Diplomado en Regulación y Mercado Energético	
Universidad Nacional de Ingeniería	2011 – 2016
Título Profesional de Ingeniero Mecánico - Electricista	

EXPERIENCIA PROFESIONAL

Fenix Power	2021 – 2022
Área: Centro de Control - Comercial	
Cargo: Analista de Centro de Control	
Fenix Power	2018 – 2021
Área: Operaciones	
Cargo: Operador de Campo	
Kallpa Generación S.A.	2017 – 2018
Área: Operaciones – Central Térmica Kallpa y Las Flores	
Cargo: Trainee de Operaciones	
Createch Ingeniería y Proyectos S.A.C.	2015 – 2017
Área: Proyectos	
Cargo: Ingeniero de Proyectos	
Luz de Sur	2015 – 2015
Área: Departamento de Proyectos y Obras de Media Tensión	
Cargo: Pasante	

IDIOMAS

Inglés Avanzado – Idiomas Católica PUCP, febrero de 2018.

MARQUIÑO HUAMANI VILLENA

Ingeniero Industrial Colegiado de la Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa con más de 6 años de experiencia en el campo de proyectos energéticos y compliance regulatorio supervisando actividades de integridad de activos, prevención de daños, mantenimiento correctivo y preventivo, relaciones comunitarias, Áreas de Alta Consecuencia (HCA's), afectaciones por terceros, entre otros. Persona dinámica con actitud positiva para la interacción social, pensamiento estratégico, crítico, creativo e innovador. Amplia capacidad de trabajo en equipo generando buenas relaciones interpersonales enfocado en el liderazgo y avidez por nuevos conocimientos y habilidad para transmitirlos.

FORMACIÓN ACADÉMICA

Universidad ESAN	2019 – 2022
Maestría en Gestión de la Energía	
Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa	2010 - 2014
Título Profesional de Ingeniero Industrial	

EXPERIENCIA PROFESIONAL

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería	2020 – 2022
Área: División de Supervisión de Gas Natural	
Cargo: Especialista	
Energy Project Consulting S.A.C.	2018 - 2020
Área: Supervisión de Ductos de GN y LGN	
Cargo: Supervisor de Integridad	
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería	2016 – 2018
Área: División de Supervisión de Gas Natural	
Cargo: Supervisor Junior de Integridad	
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería	2016 – 2018
Área: División de Supervisión de Gas Natural	
Cargo: Pasante	

ESTUDIOS COMPLEMENTARIOS

1. Entrenamiento como Auditor Líder ISO 45001:2018. Instituto IQNet Academy – Asociación Española de Normalización AENOR. Lima, enero de 2021.
2. Entrenamiento en Sistemas de Gestión de Integridad de Tuberías de Transporte de Gas y Líquidos (API STANDARD 1160 y ASME B31.8S). American Society of Mechanical Engineers. Lima, setiembre de 2019.

IDIOMAS

Inglés – Examen TOEIC IP – Universidad ESAN, octubre de 2019.

RESUMEN EJECUTIVO

Como preámbulo al desarrollo de la presente tesis, es importante acotar que la investigación se centra en la obtención de hidrógeno a partir de fuentes renovables que no generen emisiones de CO₂; por lo tanto, para estos fines se abordará el caso del hidrógeno verde.

Hoy en día, en la industria existen distintas tecnologías que permiten obtener hidrógeno (azul, gris, entre otros que son mencionados en el apartado de Tipos de Producción de Hidrógeno), sin embargo, solamente aquellas que provienen de tecnologías 100% renovables permiten obtener hidrógeno sin emisiones de CO₂ en su producción.

Dado el vasto potencial de fuentes de energía renovables no convencionales que se encuentran presente en el sur del país, se ha identificado como una oportunidad a mediano – largo plazo, la generación de hidrógeno verde aplicado en el sector minero, de modo que este ayude en la transición energética hacia la descarbonización de este sector. Para esto, se decide realizar un análisis de viabilidad de generación y consumo de hidrógeno verde en el sur, de modo que se pueda evaluar su competitividad frente a otra fuente energética utilizada en el sector minero como el diésel empleado en los camiones CAEX, y que representa el principal medio de transporte de carga pesada y uno de los mayores generadores de CO₂. Para tal efecto se plantean los siguientes objetivos:

Analizar el mercado potencial de generación renovable no convencional (RNC) en el sur del Perú y su posible contribución para la generación de hidrógeno verde.

Realizar un análisis comparativo de la producción y usos del hidrógeno como combustible en minería y la viabilidad para producirlo en el Perú.

Realizar una evaluación técnico – económica de la producción de hidrógeno en el sur de país para el sector minero.

Establecer estrategias para el impulso y promoción de la generación de hidrógeno verde, mediante propuestas normativas.

Con la finalidad de identificar el mejor tipo de tecnología a emplear en una central de generación renovable no convencional se hizo un análisis del potencial aprovechable existente a nivel nacional, donde como resultado se obtuvo que la mejor alternativa, es

aplicar la tecnología solar fotovoltaica como fuente de energía eléctrica para un proyecto de producción de hidrógeno verde en el sur del Perú.

Para determinar la zona donde se cuenta con una mayor irradiación normal directa (DNI), que es la que influye directamente en la producción de los paneles solares, y el mejor potencial para producir energía eléctrica por cada KWp de panel instalado, se realizó una comparación mediante el software Solargis determinando que la mejor zona es aquella donde se ubica la mina Cuajone. Por lo tanto, para la presente investigación esta zona fue elegida como propuesta para un piloto.

Para la ejecución del proyecto se planteó la construcción de una central fotovoltaica con una capacidad de 10 MW y una planta de electrólisis de 7.8 MW con la capacidad de producir una tonelada diaria de hidrógeno (consumo de una unidad CAEX). El objetivo de esta planta piloto es determinar la factibilidad de la incursión del hidrógeno verde como combustible sustituto del diésel en el transporte de alto tonelaje de la industria minera a tajo abierto que utilizan camiones CAEX. El proyecto sería manejado mediante una sociedad privada denominada HyCopper, la cual tendría un contrato de exclusividad con SPCC. Se procedió a realizar un flujo económico y financiero para la determinación de la viabilidad económica de HyCopper, considerando el precio de venta de 9 USD/Kg.

Para el caso del Proyecto HyCopper se obtuvo una TIR de 24.80% y un VAN de USD 3,721,312 con un tiempo de recupero de 3.56 años. Asimismo, realizando los cálculos a 25 años correspondientes a este proyecto, se obtiene un LCOH de 6.10 USD/kg. Se obtuvo que el precio máximo al cual SPCC puede adquirir el hidrógeno es 4.38 USD/kg ya que al precio de 9 USD/kg, el negocio le genera pérdidas; por lo tanto, se realiza un análisis para determinar las condiciones en las cuales el precio puede disminuir para ser competitivo y generar rentabilidad. Se hacen simulaciones determinando sensibilidades con respecto al costo de instalación fotovoltaica, al costo de los electrolizadores, al rendimiento de los electrolizadores y a la tasa de interés de deuda.

Con los resultados obtenidos se realizan una serie de propuestas para impulsar y promover la generación de hidrógeno verde en un horizonte de mediano plazo, teniendo como principales actores al Estado, mediante el desarrollo de un marco normativo; la empresa privada, con la generación de incentivos; y la población, mediante la

participación ciudadana; e interiorización de la necesidad de energías limpias como el hidrógeno verde.

Los resultados económicos obtenidos muestran que al costo actual de producción de hidrógeno verde, el proyecto no es viable; sin embargo, se espera que al 2026 el negocio planteado para HyCopper sea viable porque se podrían alcanzar precios bajos de hidrógeno pero no al punto de ser atractivo para un inversionista, mientras que al 2030 considerando las proyecciones del sector, este proyecto podría generar un alto interés por parte de aquellos inversionistas interesados en la transición energética del sector minero, esto en gran medida por el alto potencial solar que posee la zona sur del Perú y por las proyecciones de costo de inversión para ese año.

Se realizó la validación del costo de producción de hidrógeno obtenido mediante el modelo H2A Production Model: Versión 3.2018 elaborado por la oficina de investigación de celdas de combustible e hidrógeno del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) de Estados Unidos, el cual ha sido validado en numerosos artículos, y permite calcular el costo nivelado de producción del hidrogeno, y realizar análisis de sensibilidad de los resultados que se han obtenido. Para fines de la investigación se consideran los siguientes supuestos, los cuales son relevantes para el caso peruano: el electrolizador es de tecnología PEM, utiliza agua y energía eléctrica externa al proceso principal; no se considera el costo de la inversión de la central con fuentes renovables; el cálculo de LCOH se realizan sin contar los costos de instalación de la central de generación renovable; los inputs del modelo son principalmente: costos de capital, costos de OyM, costos variables (consumo eléctrico, agua, insumos varios, etc.), costos de reemplazo, producción diaria de hidrógeno, factor de planta, las tasas de impuesto relativas al país de evaluación, depreciación lineal y periodos de construcción; y se consideran precios de energía ascendentes a libre modificación de acuerdo al mercado de evaluación. El detalle del modelo se desarrolla en el apartado 5.7 Central Electrolizadora – Producción H2 verde, de la presente investigación.

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

Debido a los desafíos energéticos que se vienen enfrentando a nivel mundial y local, donde la demanda de energía sigue aumentando, y el crecimiento demográfico no se maneja dentro del concepto de sostenibilidad, es necesario iniciar el desarrollo de procesos sostenibles que reduzcan drásticamente la emisión de gases de efecto invernadero (GEI). Bajo esta percepción, la presente investigación busca describir las virtudes que tiene Perú para posicionarse como uno de los actores más importantes en la generación y uso final del hidrógeno verde, basado en la gran cantidad de recursos renovables disponibles.

Asimismo, esta investigación busca plantear la oportunidad que tiene el hidrógeno verde para posicionarse en industrias altamente dependiente de combustibles, como el caso de la minería, lo cual permitiría contribuir en la transición energética de nuestro país.

1.2. Problemática

El Perú actualmente no cuenta con una estrategia nacional para descarbonizar el sector minero – energético ni con políticas públicas que promuevan nuevas aplicaciones de fuentes energéticas, entre ellas la promoción del H₂ verde, las cuales deben demostrar el potencial que se tiene para su generación a partir de fuentes de energía renovable.

De acuerdo con el documento de trabajo sectorial vinculado a las NDC (Contribuciones Nacionales Determinadas) del Ministerio de Energía y Minas del Perú, se estableció un potencial de reducción de emisiones de GEI totales al año 2030, de 14.768 MtCO₂eq¹, de las cuales el componente de energías renovables representa 4.347 MtCO₂eq cuyas principales medidas toman en consideración la generación distribuida y el suministro de electricidad con recursos renovables. Asimismo, se cuenta con la medida de promoción de uso de combustibles más limpios con una capacidad de reducción de 0.541 MtCO₂eq.

¹ Valor obtenido del documento de trabajo sectorial vinculado a la NDC del Ministerio de Energía y Minas del Perú. <https://www.minam.gob.pe/cambioclimatico/dialoguemosndc/>

Por lo tanto, por lo expuesto, la promoción del H₂ verde y la demostración de su aplicabilidad en el sector productivo y transporte minero en el Perú, ayudaría a descarbonizar la matriz energética.

1.3. Formulación de Preguntas de Investigación

Ante la presentación del problema planteado, este se enuncia con las siguientes preguntas de investigación:

- a. ¿Como se encuentra actualmente el mercado de generación Renovable No Convencional en el Sur del Perú? ¿Qué tipos de tecnología se cuentan en desarrollo?
- b. ¿Existe una demanda creciente de hidrógeno en el Perú? ¿El precio de la producción de hidrógeno es competitivo?
- c. ¿Cuáles son las estrategias o medidas que se han implementado en otros países para promover el uso intensivo del hidrógeno verde, como parte de su transición energética?
- d. ¿Es rentable producir hidrógeno verde en el Perú ahora? ¿En cuántos años el Perú podría producir hidrógeno verde a gran escala a un precio competitivo?
- e. ¿Está preparado el sector industrial para utilizar un sustituto como el hidrógeno, en sus procesos, retirando progresivamente los combustibles fósiles?
- f. ¿Existen profesionales capacitados en Perú para desarrollar aplicaciones con esta nueva tecnología a base de hidrógeno verde?
- g. ¿El marco regulatorio actual, permite la producción, transporte y almacenamiento de hidrógeno? ¿Es su uso seguro en el contexto actual?

1.4. Objetivos de la Tesis

1.4.1. Objetivo general

Realizar un análisis de viabilidad de generación y consumo de hidrógeno verde en el sur del Perú, para evaluar su competitividad frente a otras fuentes energéticas y contribuir con la descarbonización de la matriz energética.

1.4.2. Objetivos específicos

- a. Analizar el mercado potencial de generación renovable no convencional (RNC) en el Perú y su contribución para la generación de hidrógeno verde.
- b. Realizar un análisis comparativo de la producción y usos del hidrógeno como combustible en minería y la viabilidad para producirlo en el Perú.

- c. Realizar una evaluación técnico-económica de la producción de hidrógeno en el sur de país para el sector minero.
- d. Establecer estrategias para el impulso y promoción de la generación de hidrógeno verde, mediante propuestas normativas.

1.5. Alcances y limitaciones

Realizar un análisis técnico – económico de la generación de hidrógeno verde por medio de fuentes de energías renovables no convencionales (eólica y solar) en la región sur del Perú, asimismo evaluar la competitividad futura del hidrógeno verde a mediano plazo frente a otros recursos energéticos existentes, contribuyendo al desarrollo social y económico armónico, libre de contaminación y saludable, en un contexto de cambio climático (Visión del Perú al 2050, 2019), así como a la diversificación y descarbonización de la matriz energética.

1.6. Justificación

Ante el escenario mundial de la descarbonización de la matriz energética² con miras al 2050, es necesario contar con un recurso energético que cumpla con la característica de desplazar el carbono, sea viable, sea eficiente y económicamente rentable para su producción y utilización. Este recurso es una alternativa hacia la transición energética, y su aplicación en el Perú debería ser apalancada por el sector productivo, especialmente por la minería, por lo tanto, se vuelve una necesidad de interés nacional el contar con información que allane el camino para las futuras inversiones.

1.7. Contribución

El aporte de la presente tesis se desarrollará en los siguientes ejes:

- a. Fomentar la utilización de un nuevo recurso energético como el hidrógeno verde en el Perú, para su aplicación en la industria e incentivar su regulación y posterior normativa de desarrollo.
- b. Comparar su competitividad frente a otros combustibles convencionales a través de un análisis técnico-económico, ambiental y social.

² Desarrollado de acuerdo con las directrices del Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo del 11 de diciembre de 2018.

1.8. Metodología

La presente tesis utiliza la siguiente metodología:

- a. Descriptiva: Recolección de datos para un estudio descriptivo de los mismos.
- b. Analítica: Evaluación técnico-económica de la producción de hidrógeno en el sur de país y analizar la rentabilidad de la implementación de dicha tecnología.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

2.1. Matriz Energética en el Perú

Para analizar el mercado potencial de generación renovable no convencional (RNC) y la manera en la que este puede contribuir para la generación de hidrógeno verde en el Perú, es importante conocer el estatus y composición de la Matriz Energética Peruana. En este capítulo se dará a conocer la estructura de los flujos energéticos empleados en el país, con los cuales, se produce la energía, se exporta e importa, así como su transformación y consumo.

2.1.1. Radiografía Energética del Perú

De manera descriptiva se pueden realizar algunos comentarios respecto al estatus de las tres principales fuentes de energía en el Perú, los cuales son: Electricidad, Hidrocarburos y Gas Natural.

a. Electricidad:

- ✓ De acuerdo con el Informe de la operación anual del SEIN 2021, la Matriz energética de electricidad al 2021 se encuentra dominada por la Generación Renovable convencional de las hidroeléctricas (56.8% de cuota con 74 centrales), seguida por la Generación Termoeléctrica (37.6% de cuota con 27 centrales), en tercer lugar y con una menor proporción se encuentra la Generación Renovable convencional Solar y Eólica (4.83% de cuota con 7 centrales solares y 7 centrales eólicas) y finalmente la Generación con Biomasa (0.77% de cuota con 8 centrales), esto según el COES a Diciembre del 2021³.
- ✓ La producción de energía del SEIN en el 2021 fue de 53 990,35 GWh, de igual manera según el Informe de la operación anual del SEIN 2021.
- ✓ La Máxima Demanda Coincidente (MDC) del SEIN en el 2021 se produjo el 13 de diciembre de 2021 a las 19:45 horas alcanzando una potencia de 7 173.03 MW, según el Informe de la operación anual del SEIN 2021. Como se observa esta máxima demanda se produce en horas de la noche y es relevante puesto que da una

³ COES (2022). Informe de la Operación Anual del SEIN 2021.

señal para la programación del despacho pues para alcanzar estos picos se suele utilizar los combustibles más costosos, menos eficientes y también que producen mayores emisiones.

- ✓ En la parte de transmisión se tiene en servicio un total 1242 líneas (<30kV) con un total de 31 302 kms construidos, de acuerdo con los resultados del Procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión⁴.
- ✓ En la electrificación se ha alcanzado un total de 2 552 clientes libres vs un total de 8 251 974 usuarios regulados, de acuerdo con el artículo “Pleno del Congreso peruano aprueba proyecto de ley del Ejecutivo que permitirá reducir tarifas eléctricas” publicado por BN Américas (2022)⁵.

b. Hidrocarburos:

- ✓ En el proceso de extracción y transporte, según el libro anual de recursos de Hidrocarburos al 2018⁶ el Perú cuenta con un total de 344.50 MMSTB de reservas probadas de petróleo y un total de 514.39 MMSTB de reservas probadas de líquidos de gas natural fiscalizados a condiciones estándar. Asimismo, según el Boletín Estadístico mensual Abril 2022 de la Sociedad Peruana de Hidrocarburos⁷, se tuvo una producción diaria de petróleo crudo de 41.90 MBPD.
- ✓ Nuestra extensión de oleoductos alcanza una distancia de 1106 km y actualmente se cuentan con 7 refinerías y 117 plantas envasadoras de GLP (con una capacidad total de 77.09 MB), respecto a la red de establecimientos para la distribución de los hidrocarburos al 2021 se han alcanzado 3 898 grifos de gasolina-diésel; 1 412 grifos de gasolina, diésel, GLP y/o GNV; 79 Gasocentros de GLP, 61 Gasocentros de GNV, 9 869 puntos de venta de balones de GLP. Todos los puntos anteriores según la Infografía elaborada por Osinergmin (2021).

c. Gas Natural:

- ✓ En el proceso de extracción se tiene una cantidad de 10.167 TCF de reservas probadas de gas natural según información del Ministerio de energía y minas 2020⁸,

⁴ Osinergmin (2022). Performance De Sistemas De Transmisión Año 2021.

⁵ Revista BN Américas (2022). Pleno del Congreso peruano aprueba proyecto de ley del Ejecutivo que permitirá reducir tarifas eléctricas.

⁶ MINEM (2018). Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos.

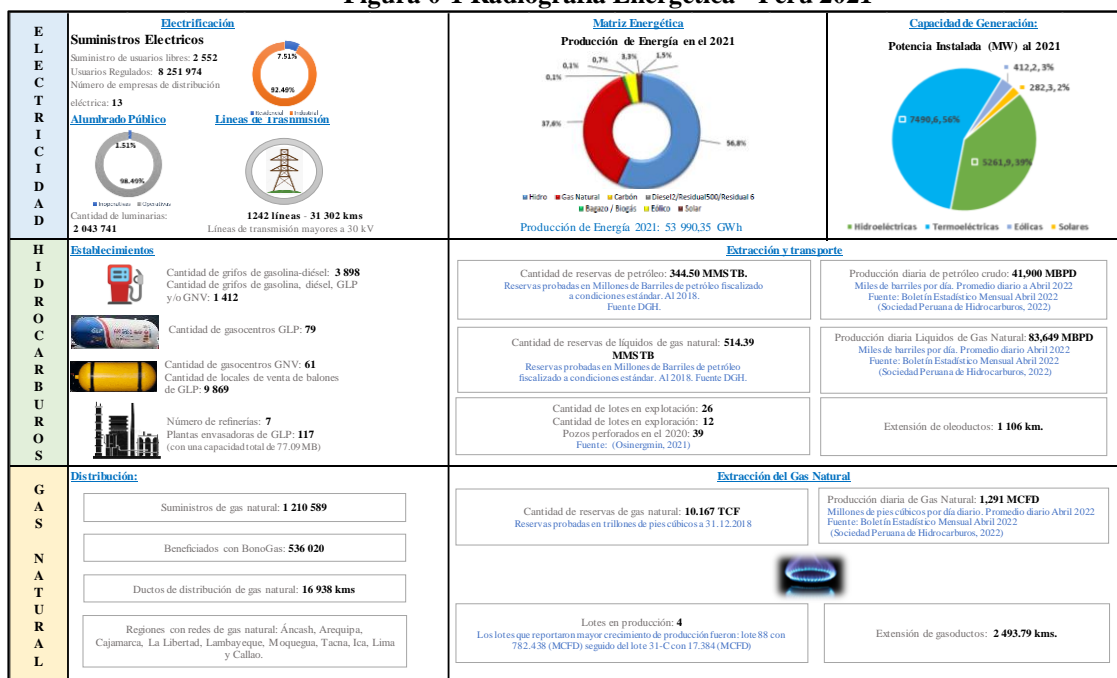
⁷ Sociedad Peruana de Hidrocarburos (2022). Boletín Estadístico Mensual Abril 2022.

⁸ MINEM (2020). Minem actualiza información sobre las reservas y recursos de hidrocarburos del Perú.

se tiene una producción diaria de 1.291 MCFD de gas natural como promedio mensual de Abril 2022, se cuenta con cuatro lotes de producción y una extensión de 2 493.79 kms de gasoductos.

- ✓ En el proceso de distribución se cuenta con un total de 1 210 589 suministros de gas natural en las regiones de Áncash, Arequipa, Cajamarca, La Libertad, Lambayeque, Moquegua, Tacna, Ica, Lima y Callao, conectando 16 938 kms de ductos de distribución de gas natural beneficiando a 536 020 familias con el Bono Gas. Todos los puntos anteriores según la Infografía elaborada por Osinergmin (2021).
- ✓ Según la Sociedad Peruana de Hidrocarburos, respecto a la producción de gas natural en el mes de Abril 2022, se observa un ligero aumento al pasar de 1.259 (MCFD) en Marzo a 1.291 (MCFD) en Abril. Esta cifra de Abril 2022 es mayor en 48% a la de Abril 2021. Asimismo, los lotes que reportaron mayor crecimiento de producción fueron: lote 88 con 605.472 (MCFD) seguido del lote 56 con 436.021 (MCFD).

Figura 0-1 Radiografía Energética - Perú 2021



Fuente: Anuarios Estadísticos del Osinergmin, MINEM, COES y SPH de varios años.

Elaboración: Autores de esta tesis.

2.1.2. Energía Primaria

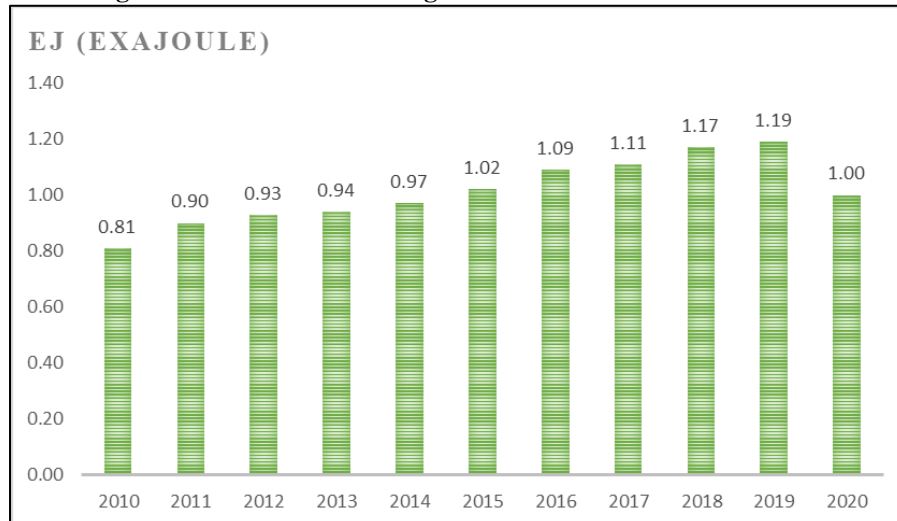
La demanda mundial de energía en el año 2020 tuvo una caída de 4.5%, siendo esta la recesión más grande después del fin de la Segunda Guerra Mundial, impulsado por un colapso en la demanda de petróleo, ya que las medidas gubernamentales de confinamiento en todo el mundo redujeron la demanda que corresponde al sector transporte. La caída del consumo de petróleo representó aproximadamente las tres cuartas partes de la caída total de la demanda energética. Por su lado, el gas natural mostró mayor resistencia, apoyado por el crecimiento continuo en China.

A pesar del desorden del 2020 originado por la pandemia del Covid19, la energía renovable (energía eólica y solar), continuó su crecimiento en el mundo. Sorprendentemente, la capacidad eólica y solar aumentó en un colosal 238 GW el año pasado, un 50% más que cualquier expansión anterior (BP Statistical Review of World Energy 2021, 2021). Asimismo, la intervención de la generación eólica y solar en la combinación energética mundial registró el mayor aumento de su historia. La relativa inmunidad de las energías renovables a los acontecimientos del año pasado es alentadora no solo en el mundo sino también para el Perú que sigue en rumbo descarbonizar su matriz energética.

En el caso peruano el consumo interno de energía primaria fue de 1.00 EJ, mostrando un considerable descenso de -16,1% respecto al consumo del año anterior, debido principalmente a la crisis por la pandemia del Covi19 anteriormente mencionada⁹.

⁹ En esta ilustración, la energía primaria comprende los combustibles comercializados, incluidas las renovables modernas que se utilizan para generar electricidad. La energía de todas las fuentes de generación de energía no fósil se contabiliza sobre una base de insumos equivalentes. Para más información sobre esta metodología se puede consultar el apéndice del documento BP Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition” publicado por BP, 2021.o bp.com/statisticalreview.

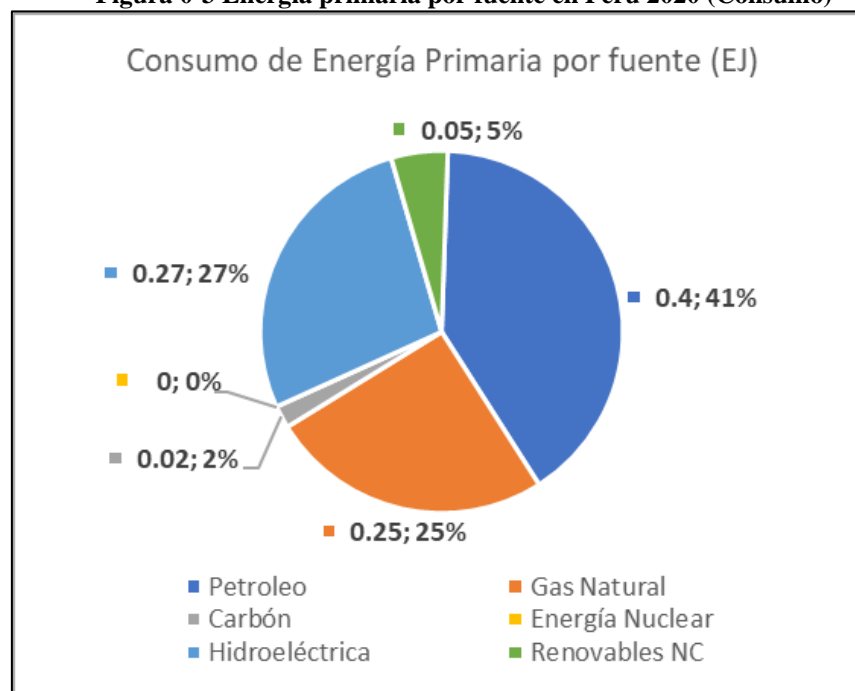
Figura 0-2 Demanda de Energía Primaria en Perú entre 2010-2020



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition, publicado por BP, 2021.
Elaboración: Autores de esta tesis.

De acuerdo con el consumo de energía primaria por fuente, como se muestra en la siguiente figura, se puede decir que, existen aún predominancia del consumo de energías provenientes de fuentes fósiles especialmente del Petróleo con 41%, seguida de la fuente hidráulica con un 27% y en tercer lugar a el Gas Natural con un 25% de participación, finalmente se encuentran las fuentes de energías renovables no convencionales y el carbón en ese orden respectivamente, ambas en menores proporciones.

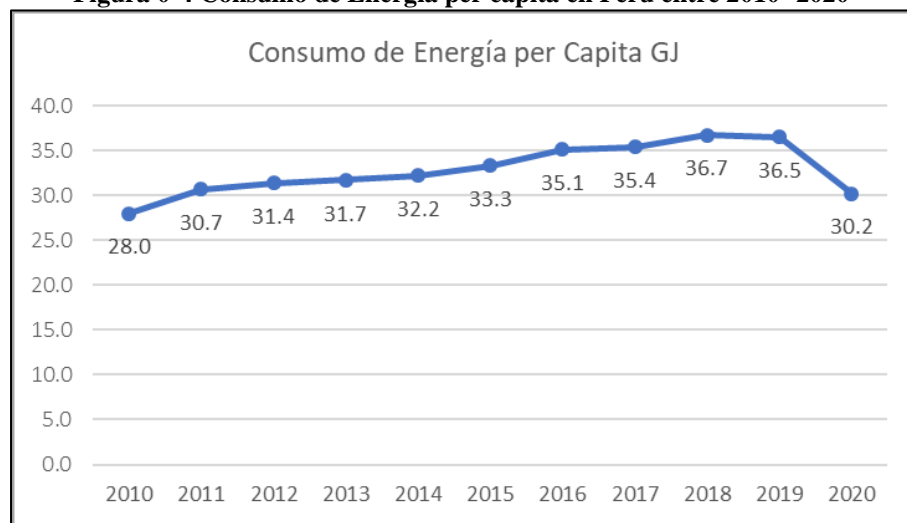
Figura 0-3 Energía primaria por fuente en Perú 2020 (Consumo)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition, publicado por BP, 2021.
Elaboración: Autores de esta tesis.

Sobre el consumo per cápita de energía en el Perú, según la siguiente figura se puede decir que, se aprecia claramente el descenso en el 2020 (17.3% menos) respecto al 2019, es decir, un consumo per cápita similar al registrado en el 2011. Asimismo, según la DGEE el consumo per cápita de Perú en el 2019 fue menor en relación con lo alcanzado por países como Chile, Uruguay y Argentina, entre otros (Balance Nacional de Energía 2019, 2021) lo que nos dice que el Perú tiene un duro reto por delante para impulsar el desarrollo de nuevo proyectos de tal manera de incrementar de su demanda de energía.

Figura 0-4 Consumo de Energía per cápita en Perú entre 2010- 2020



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition, publicado por BP, 2021.
Elaboración: Autores de esta tesis.

2.1.3. *Energía Secundaria*

La producción de energía secundaria corresponde a los productos obtenidos mediante transformación. Una parte de las fuentes de energía secundarias se obtienen de la importación (derivados de hidrocarburos y/o carbón mineral) y de las refinerías de petróleo crudo o plantas de procesamiento de gas natural. En el año 2020 la producción fue de 927 891.6 TJ, que es 20% menor al valor registrado en el 2019.

La estructura de producción está compuesta en primer lugar por derivados de hidrocarburos, los cuales provienen de las refinerías y plantas de gas, y que en el año 2020 representaron el 79,2% de la producción total de energía secundaria. Por otro lado, se tiene a la electricidad con una participación de 20.4%, el cual es generado en centrales hidroeléctricas, solares, eólicas, además de las térmicas que usan hidrocarburos (gas natural, diésel B5, petróleo industrial) y carbón mineral.

Tabla 0-1 Producción de Energía Secundaria (Unidad: TJ)

FUENTE	2019		2020		VARIACIÓN
	Cantidad	Participación	Cantidad	Participación	
Hidrocarburos	949 525.8	81.9%	734 752.1	79.2%	-22.6%
Electricidad	205 238.1	17.7%	189 720.0	20.4%	-7.6%
Carbón Vegetal	5 129.2	0.4%	3 419.5	0.4%	-33.3%
Derivados del Carbón	-	0,0%	-	0,0%	-
TOTAL	115 9893.1	100.0%	927 891.6	100.0%	-20.0%

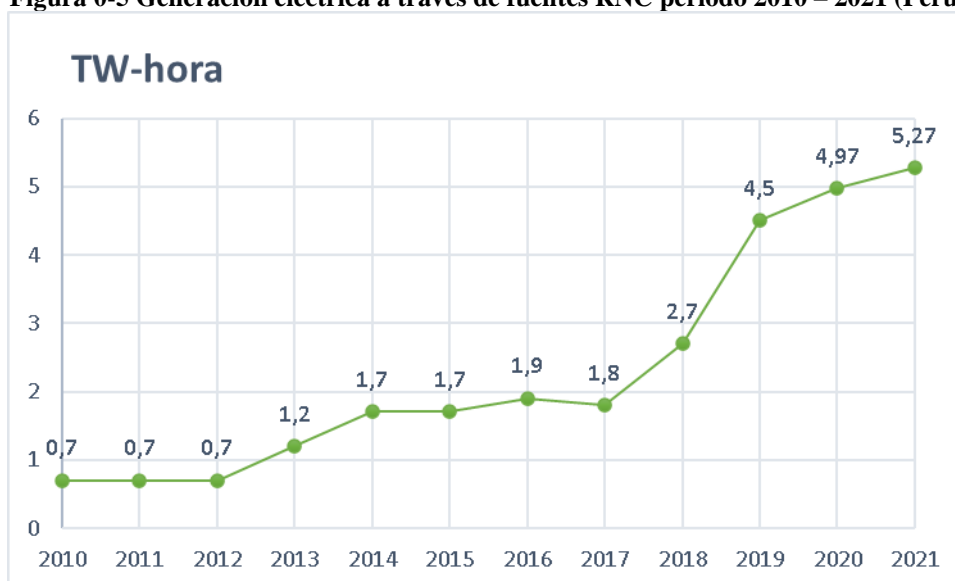
Fuente: “BP Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition” BP, 2021 y “Balance Nacional de Energía 2019” DGEE, 2021

Elaboración: Autores de esta tesis.

2.1.4. Energías Renovables

Respecto a la generación de electricidad a través de fuentes RNC (principalmente solar y eólico) en el Perú, según la siguiente figura se puede decir que, se observa muy visiblemente el incremento en los últimos diez años, más precisamente a partir del año 2013 cuando empezaron a entrar en operación aquellas Centrales de Generación que habían sido producto de la primera subasta RER realizada en el año 2010. Asimismo, se observa el incremento en el 2020 (13.8% más) respecto a la producción del año 2019. De otro lado según la Memoria Anual 2020 del COES, se indica que solo en el año 2020 ingresaron tres Centrales de Generación con fuentes de RN entre convencional (C.H. Manta I de 20MW) y no convencional (C.E. Dunas de 18.37MW y C.E. Huambos de 18.37MW), un total de 56.74MW de potencia efectiva inyectada al SEIN.

Figura 0-5 Generación eléctrica a través de fuentes RNC periodo 2010 – 2021 (Perú)

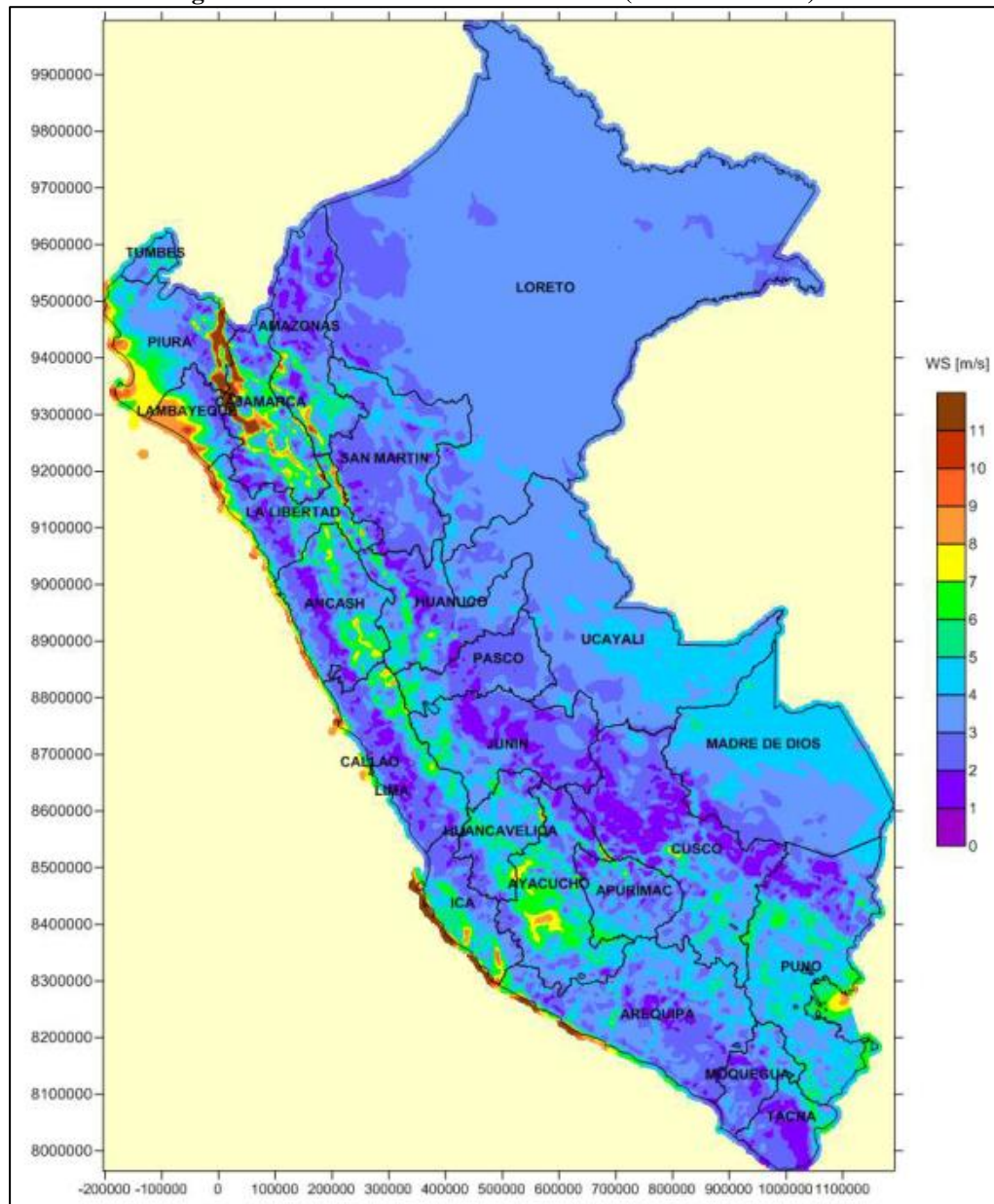


Fuente: “BP Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition” BP, 2021 y “Balance Nacional de Energía 2019” DGEE, 2021

Elaboración: Autores de esta tesis.

De otro lado, de acuerdo con el Atlas Eólico del Perú (2016) se puede identificar que cuenta con mejor Potencial Eólico utilizable en la zona norte costera del Perú.

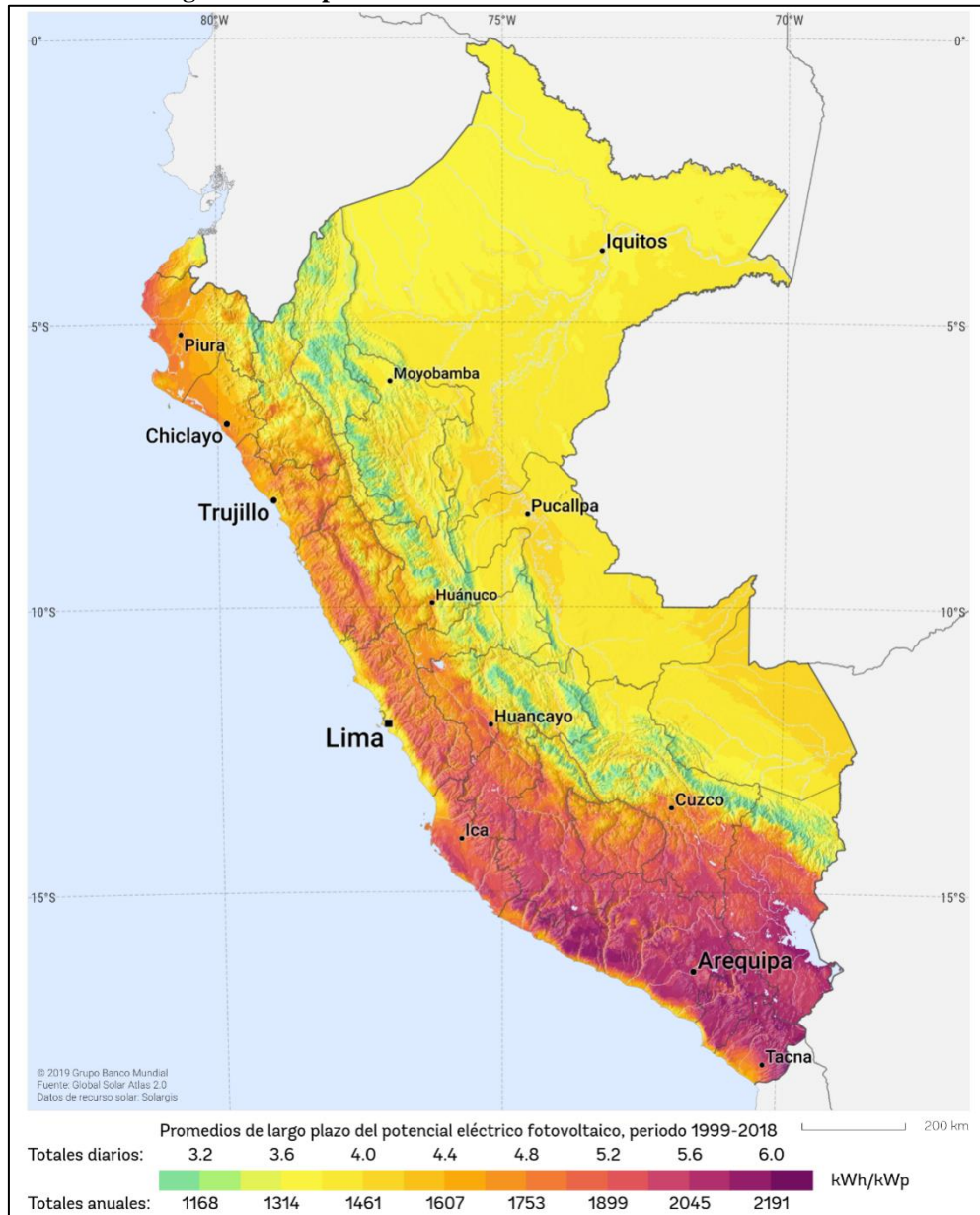
Figura 0-6 Atlas Eólico del Perú a 100 m (resolución 1 km)



Fuente y elaboración: “ATLAS EÓLICO DEL PERÚ - Estudio para aprovechamiento eólico con fines energéticos y actualización del atlas eólico del Perú” publicado por MINEM, 2016.

De otro lado, de acuerdo con el Software web SOLARGIS (2017) se puede identificar que la zona Sur es la que cuenta con mejor Potencial Solar utilizable.

Figura 0-7 Mapa de Potencial Eléctrico fotovoltaico en Perú



Fuente y elaboración: “Mapas de recursos solares de Perú” publicado por SOLARGIS, 2017.

Con la revisión a detalle de ambos mapas de recursos tanto eólico como solar, se podrá determinar la mejor alternativa al momento de realizar la selección el tipo de tecnología a emplear para nuestro proyecto.

2.1.5. El ingreso del H2 en la Matriz Energética Peruana

Ya desde hace unos años el mundo se encuentra atravesando una transición energética, liderado por los países y continentes del primer mundo (Europa, USA y Asia), implementando tecnologías como el Smart Grids, Generación Distribuida,

vehículos eléctricos, entre otros. Perú no es ajeno a esta transición, y elaboró la Política Energética del Perú del 2010 al 2040 aprobada mediante Decreto Supremo N° 064-2010-EM, en donde se precisa que se debe apuntar a contar con una matriz energética diversificada con énfasis en las fuentes renovables, bajo esta premisa el MEM espera alcanzar una autosuficiencia en la producción de energéticos, contando con un abastecimiento competitivo y obtener la mayor eficiencia en la cadena productiva y de uso de la energía.

En consecuencia, no cabe duda de que la llegada de electromovilidad al Perú fue un primer gran paso para iniciar esta diversificación de nuestra matriz energética contribuyendo a su vez con la descarbonización de esta, no obstante, como toda nueva tecnología no siempre está preparada para poder afrontar los diversos desafíos y condiciones climáticas del lugar donde se desean implementar. Es aquí donde surge el Hidrogeno Verde como una alternativa para continuar con la diversificación la matriz y reducir la huella de carbono impulsando la movilidad por ejemplo en camiones de alto tonelaje en minería de tajo abierto o que realizan largos trayectos y que por la performance garantizada de los motores a combustión que poseen podrán operar en diversos escenarios y condiciones climáticas.

Hoy en día existe evidencia de un gran interés por parte de grandes mineras a nivel mundial que buscan la transición de los camiones mineros convencionales hacia aquellos que estén en condiciones de utilizar el hidrógeno verde en los próximos años. Las mineras al mismo tiempo trabajan de manera colaborativa con los productores de los camiones mineros para innovar el sector hacia una minería verde. El antecedente más relevante en la actualidad, está siendo llevado a cabo por la empresa Anglo American¹⁰, que ha desarrollado un prototipo del camión minero más grande impulsado por hidrógeno verde con miras a reducir sus emisiones de carbono al 2040. El proyecto piloto de Anglo American, ubicado en Mogalakwena, Sudáfrica, planea reducir en 80%

¹⁰ Anglo American ha puesto en funcionamiento en el presente año un prototipo del camión de acarreo de mina impulsado por hidrógeno más grande del mundo: un paso vital hacia la reducción de las emisiones de carbono con el tiempo. Duncan Wanblad, director ejecutivo de Anglo American, mencionó recientemente: “nuGen™ es una demostración tangible de nuestro programa Future Smart Mining™ que cambia el futuro de nuestra industria. Dado que las emisiones de diésel de nuestra flota de camiones de acarreo representan entre el 10 % y el 15 % de nuestras emisiones totales de Alcance 1, este es un paso importante en nuestro camino hacia operaciones neutras en carbono para 2040. La industria minera está desempeñando un papel considerable para ayudar al mundo descarbonizar, tanto a través de nuestra propia huella de emisiones como de los metales y minerales que producimos que son críticos para los sistemas de transporte y energía con bajas emisiones de carbono.” (Anglo American, mayo 2022). Recuperado de <https://www.angloamerican.com/media/press-releases/2022/06-05-2022>.

las emisiones producidas por la utilización de diésel en todas sus flotas a nivel global. Dado que se pronostican precios de producción altamente competitivos de hidrógeno a base de energías renovables para los años venideros 2030-2050 y con la tendencia actual de descarbonizar el sector energético, los productores de camiones mineros tenderían a acelerar sus prototipos y futuros lanzamientos comerciales de camiones impulsados por hidrógeno.

Existen iniciativas notables de la producción y uso de combustibles alternativos en minería, entre ellos el GNL que reduciría las emisiones y costos en un 30% aproximadamente y sería probablemente un combustible alternativo de transición en algunos países que no cuentan con la competitividad necesaria de producción de hidrógeno verde en su país y mientras aún el abastecimiento por importación no se encuentre completamente desarrollado. En el caso del GNL, la solución de reemplazo del diésel por este combustible, depende de la mina y si existe suministro de gas natural con cercanía. Sería una solución más barata como medio de transición hacia una minería más sostenible.

En línea con lo anteriormente mencionado se tiene el Informe de Potencial de Hidrogeno Verde en el Perú (H2 Perú, 2021), donde se ha identificado un importante potencial de demanda de hidrogeno en el centro y sur del Perú, el informe señala que es la región sur del Perú la que lidera en el desempeño de este KPI de potencial uso industrial de H2 con un valor de 55%, representado por Moquegua (77%) y Apurímac (70%) poniendo foco en los sectores de Manufactura y Minero que son las principales económicas en estos departamentos, siendo específicamente el transporte pesado de minería el que representa la competitividad más significativa en precio (Diesel) y como potencial reductor de emisiones frente a otras alternativas energéticas (BEV-Battery Electric Vehicle).

Figura 0-8 Evaluación de centros de Consumo de H₂ en Perú



Fuente y elaboración: "Potencial del Hidrógeno Verde en el Perú" publicado por H2 Perú, 2021.

2.2. Tendencias del Hidrógeno en el Mundo

El hidrógeno limpio ha captado la atención de muchos países a nivel mundial, lo cual ha permitido que tome un impulso político y empresarial nunca visto, y el número de países interesados en desarrollar políticas y proyectos a nivel mundial se está expandiendo rápidamente (Agencia Internacional de Energía, 2019). Una mayor aceleración de los esfuerzos es fundamental para garantizar una proporción significativa de hidrógeno en el sistema energético en las próximas décadas. De acuerdo con la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA, 2019), el contexto actual que se viene experimentando a nivel mundial debe ser la excusa perfecta para aprovechar el potencial del hidrógeno de modo que se pueda acelerar la transición energética hacia un futuro energético seguro, limpio y asequible.

A nivel mundial hay un incremento de países que incentivan la inversión en tecnologías para la generación y uso del hidrógeno a través de distintas políticas energéticas. En el año 2019 esta tendencia mostró que a nivel mundial existían aproximadamente 50 acciones (entre objetivos, mandatos, incentivos, políticas, etc.) para apoyar directamente al desarrollo del hidrógeno.

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía, en los últimos años, el gasto mundial en energía de hidrogeno, la investigación y desarrollo de los gobiernos nacionales ha aumentado (aunque aún sigue siendo inferior al pico alcanzado en el año

200¹¹). A continuación, se pueden citar algunas medidas gubernamentales relacionadas con el hidrógeno desde el año 2018:

Tabla 0-2 Medidas gubernamentales relacionadas con el hidrógeno desde el año 2018

País	Medidas gubernamentales a nivel mundial desde inicios de 2018
Australia	<p>Anunció más de 100 millones de dólares australianos para apoyar proyectos piloto y de investigación sobre hidrógeno. Publicó una hoja de ruta técnica para el hidrógeno en Australia producida por la Organización de Investigación Científica e Industrial del Commonwealth (CSIRO).</p> <p>Actualmente lidera una diversidad de planes de producción de hidrógeno verde con el objetivo de poner en marcha megaproyectos¹², gracias a la gran magnitud de recursos de energía renovable con los que cuentan, principalmente eólica y solar.</p>
Austria	<p>Anunció el desarrollo de una estrategia de hidrógeno basada en electricidad renovable en 2019 como parte de la Estrategia de Energía y Clima de Austria para 2030.</p> <p>Actualmente existen iniciativas por parte de empresas privadas como Österreichische Post AG y OMV para promover la electromovilidad de vehículos pesados en Austria. Esta iniciativa es abierta y busca que otras empresas también puedan cooperar en el ámbito del desarrollo del hidrógeno en el país.</p>
Bélgica	<p>El Gobierno publicó y aprobó una hoja de ruta del hidrógeno en 2018, con objetivos específicos establecidos para 2030 y 2050 y un plan de inversión regional asociado de 50 millones de euros para energía a gas.</p> <p>Para el año 2025 la compañía financiera belga PMW, la firma de ingeniería offshore DEME y las autoridades del Puerto de Ostende¹³, tienen como meta tener una planta operativa en el área del puerto de Ostende que produzca hidrógeno verde, el cual se planea que sea utilizado como fuente de energía para fines de electricidad, transporte, calor, combustible y materia prima para la industria.</p>
Brasil	<p>A través del Plan de Ciencia, Tecnología e Innovación de Renovables y Biocombustibles incluyó al hidrógeno. Organizó y apoyó la XXII Conferencia Mundial de Energía del Hidrógeno en 2018.</p> <p>Estableció acciones de cooperación bilateral con el Gobierno de Chile para desarrollar proyectos de hidrógeno verde durante el 2021. La perspectiva de estos proyectos es en base a las condiciones excepcionales con las que cuenta Brasil para desarrollar una economía verde y su aplicación en la industria minera.</p>
China	<p>Anunció que el programa “Diez Ciudades” que lanzó vehículos eléctricos a batería, se reproduciría para el transporte de hidrógeno en Beijing, Shanghai, Chengdu, entre otros. Anunció la intención de convertir a Wuhan en una de las primeras ciudades del hidrógeno con alrededor de 100 fabricantes de automóviles de celdas de combustible y más de 300 estaciones de servicio para 2025.</p> <p>Una de las últimas iniciativas en torno al hidrógeno verde es construir una planta de hidrógeno verde de 23 mil millones de yuanes (US\$ 3,5 mil millones) en Mongolia Interior por parte de la estatal Beijing Jingneng Power Co, que será alimentada por 5 gigavatios (GW) de energía solar y eólica. La planta, que se completará en 2021, tendrá una capacidad de 500.000 toneladas de hidrógeno al año (Reuters, 2021).</p>
Unión Europea	<p>La Comisión Europea publicó una estrategia de descarbonización a largo plazo que incluía fuentes de hidrógeno para lograr la neutralidad de carbono; replantear la directiva de promoción del uso de energía generada por recursos renovables, permitiendo producir hidrógeno mediante fuentes renovables con garantías de origen que se contabilizarían en</p>

¹¹ En el año 2008, a nivel mundial se incrementó el presupuesto gubernamental de investigación y desarrollo para hidrógeno y pilas de combustible.

¹² Uno de estos megaproyectos (no solo del país sino también del mundo) es el Asian Renewable Energy Hub, localizado en Pilbara, Australia Occidental. Este generará 26.000 MW de energía renovable y se dedicarán hasta 3.000 MW de capacidad de generación a grandes usuarios de energía en la región de Pilbara, lo que podría incluir minas nuevas y futuras ampliaciones. La mayor parte de la energía se utilizará para la producción a gran escala de productos de hidrógeno verde para los mercados nacionales y de exportación (The Asian Renewable Hub, 2021).

¹³ El puerto de Ostende, DEME Concessions y PMV vienen uniendo fuerzas para ayudar a propiciar la transición energética en Flandes, Bélgica. Su objetivo conjunto se refleja en un proyecto muy concreto y ambicioso: HYPOR® Oostende. La planta de hidrógeno verde en Ostende producirá en última instancia una reducción de CO₂ de alrededor de 500.000 a 1.000.000 de toneladas por año. HYPOR® Oostende hará una contribución significativa al logro de los objetivos climáticos belgas y europeos (DEME, 2021).

País	Medidas gubernamentales a nivel mundial desde inicios de 2018
	<p>los objetivos de energías renovables hacia el 2030; y establecer una “Red de Energía del Hidrógeno” como plataforma para el debate sobre el hidrógeno entre los miembros de la Unión Europea. Veintiocho países de Europa pusieron su rúbrica en la Declaración de Linz¹⁴ “Iniciativa del Hidrógeno” que promueve la cooperación tecnológica de hidrógeno sustentable, junto con aproximadamente cien (100) empresas, instituciones y organizaciones.</p> <p>En 2021, la UE estableció algunas iniciativas e inversiones a largo plazo en torno al hidrógeno verde. Dos de estas iniciativas lanzadas por la Comisión de la UE fueron: una estrategia para la integración del sistema energético y una estrategia separada del hidrógeno. La primera describe cómo hacer que el sistema energético sea más flexible, donde la energía pueda intercambiarse libremente entre el consumidor y el productor y entre diferentes sectores de uso final, y donde las nuevas tecnologías se puedan impulsar e integrar más fácilmente en el mercado de la energía, fomentando un sistema de energía climáticamente neutro con electricidad renovable, combustibles renovables y bajos en carbono en su núcleo. La segunda estrategia analiza más específicamente los pasos necesarios para hacer del hidrógeno renovable y bajo en carbono un producto clave en el sistema energético (European Commission, 2021).</p>
Francia	<p>Dio a conocer un plan de despliegue de hidrógeno y un financiamiento de 100 millones de euros y objetivos para 2023 y 2028 para el hidrógeno con emisiones reducidas de carbono en la industria, transporte y almacenamiento de energía renovable, incluidas las islas.</p> <p>Para el 2021, Francia se ha embarcado en un ambicioso plan para convertirse en un país líder en la industria del hidrógeno. Para afrontar los retos de la transición ecológica y la emergencia climática, el Estado francés prevé desarrollar hidrógeno renovable y bajo en carbono. El objetivo principal, promulgado como ley, es que el 20 – 40% del consumo total de hidrógeno e hidrógeno industrial provenga de hidrógeno renovable y con bajas emisiones de carbono para 2030. De conformidad con el Programa de Energía Multianual (PPE) del gobierno, el primer objetivo es alcanzar una tasa del 10% de hidrógeno libre de carbono para uso industrial al 31 de diciembre de 2023, luego entre el 20% y el 40% para el 31 de diciembre de 2028 (Watson Farley & Williams, 2021).</p>
Alemania	<p>Aprobó el Programa Nacional de Innovación para Tecnologías de Hidrógeno y Pilas de Combustible para otros diez (10) años con 1.400 millones de euros de financiamiento, incluidas subvenciones para acceso público, vehículos de celda de combustible y compras de micro cogeneración, complementado con 2.000 millones de euros de inversión privada. Apoyó la primera operación comercial de un tren propulsado por hidrógeno y el mayor aumento anual de estaciones de servicio en el país, a través del programa H2 Mobility¹⁵.</p> <p>En junio de 2020, Alemania presentó su estrategia nacional de hidrógeno (NHS). Fue uno de los primeros países del mundo en hacerlo, incluso publicando antes de la Unión Europea (UE). Solo un mes después, la German Federal Network Agency emitió un documento sobre la regulación de las redes de hidrógeno y realizó una encuesta preguntando a los participantes del mercado si creen que se requiere la regulación de las redes de hidrógeno y, de ser así, cómo debería ser esta regulación (resultados presentados en noviembre de 2020). Finalmente, en enero de 2021 entró en vigor una nueva Ley de Fuentes de Energías Renovables (EEG 2021), que por primera vez contiene disposiciones específicas para apoyar la producción y el uso industrial de hidrógeno verde. Alemania ya ha demostrado que está dispuesta a asumir el rol de líder en la producción de hidrógeno verde y ha comenzado el proceso de abordar las consideraciones reglamentarias pendientes que deben abordarse para construir un mercado de hidrógeno (Watson Farley & Williams, 2021).</p>
India	<p>La Corte Suprema pidió a Delhi que explorara el uso de autobuses de pila de combustible en la ciudad para contrarrestar la contaminación del aire, y el gobierno publicó una</p>

¹⁴ El objetivo de esta iniciativa es acelerar el uso de las tecnologías del hidrógeno. En esta declaración los firmantes destacan el gran potencial del hidrógeno renovable como solución de almacenamiento de energía (Renewable Energy Magazine, 2018).

¹⁵ El programa H2 Mobility tiene como objetivo provisional operar 100 estaciones de hidrógeno en siete áreas metropolitanas alemanas (Hamburgo, Berlín, Rin-Ruhr, Frankfurt, Nuremberg, Stuttgart y Múnich), y a lo largo de las arterias y autopistas que las conectan (H2 Mobility, 2021).

País	Medidas gubernamentales a nivel mundial desde inicios de 2018
	<p>convocatoria de 60 millones de rupias para propuestas de investigación sobre hidrógeno y pilas de combustible.</p> <p>Para 2021, ACME Group de la India está en proceso de poner en operación la primera planta de hidrógeno y amoníaco verde del mundo en Bikaner, Rajasthan. Asimismo, en este mismo año ACME Group firmó un acuerdo para establecer un proyecto de amoníaco verde de US\$ 3.5 mil millones en la Zona Económica Especial en el Puerto de Duqm en Omán¹⁶.</p>
Italia	<p>Emitió normativa para superar las barreras de entrada de estaciones de servicio de hidrógeno aumentando la presión permitida para la distribución de hidrógeno y mejorando la seguridad, la economía y aspectos sociales.</p> <p>En 2021, el Ministerio de Desarrollo Económico (“Ministero dello Sviluppo Economico” o “MISE”) prevé que se necesitarán hasta 10 billones de euros de inversión entre 2020 y 2030 (Watson Farley & Williams, 2021) para poner en marcha una economía de hidrógeno baja en carbono en Italia y satisfacer la demanda nacional de penetración de hidrógeno. objetivos (además de la inversión para promover las energías renovables).</p> <p>El monto anterior incluye inversiones en:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Producción de hidrógeno: entre 5 y 7 billones de euros; • Instalaciones de distribución y consumo de hidrógeno (trenes y camiones propulsados por hidrógeno, estaciones de servicio, etc.): entre 2 y 3 billones de euros; • Investigación y desarrollo: 1 billón de euros; e • Infraestructura (como redes de gas) para integrar adecuadamente la producción de hidrógeno con los usos finales.
Japón	<p>Organizó la primera “Reunión Ministerial de Energía de Hidrógeno” con representantes de 21 países, más empresas, lo que dio como resultado la “Declaración conjunta de Tokio” sobre coordinación internacional.</p> <p>En el año 2020 actualizó su Hoja de Ruta Estratégica para trazar una estrategia de hidrógeno, que incluyó nuevos objetivos para el despliegue del hidrógeno y celdas de combustible. El Banco de Desarrollo de Japón se unió a un consorcio de empresas para lanzar “Japan H2 Mobility”¹⁷ con el objetivo de construir 80 estaciones de servicio de hidrógeno para 2021 bajo la dirección del Consejo Ministerial de Energía Renovable, Hidrógeno y Asuntos Relacionados del gobierno central japonés.</p> <p>Para el año 2021 se puso en marcha un proyecto piloto de US\$ 500 millones, liderado por Kawasaki Heavy Industries¹⁸ y respaldado por los gobiernos de Japón y Australia, para el envío de su primer cargamento de hidrógeno extraído del carbón marrón en el estado de Victoria de Australia.</p>
Corea del Sur	<p>Publicó una hoja de ruta del hidrógeno con objetivos para 2022 y 2040 respecto a autobuses, FCEV y estaciones de servicio y expresó su visión de cambiar todos los vehículos comerciales a hidrógeno para 2025.</p> <p>Brindó apoyo financiero para las estaciones de servicio y facilitó la obtención de permisos. Anunció que trabajaría en una hoja de ruta tecnológica para la economía del hidrógeno.</p> <p>Corea del Sur se está preparando para ser un líder mundial en el desarrollo de una economía basada en el hidrógeno. El Gobierno Coreano se ha comprometido con las</p>

¹⁶ El acuerdo es parte de un plan de la Autoridad Pública de Omán para Zonas Económicas Especiales y Zonas Francas para promover la inversión en energía limpia mediante la producción de hidrógeno y amoníaco a partir de energía renovable para impulsar su uso, incluso en el transporte y la industria (H2-View, 2021).

¹⁷ Japan H2 Mobility (JHyM) creó el primer marco del mundo en el que colaboraron desarrolladores de infraestructura, fabricantes de automóviles e inversores, basándose en la creencia común en la eficacia del hidrógeno y las pilas de combustible para la movilidad y el desarrollo social sostenible continuo. Los 11 socios de la empresa son Air Liquide Japan, Toyota Motor Corporation, Nissan Motor, Honda Motor, JXTG Nippon Oil & Energy Corporation, Idemitsu Kosan, Iwatani Corporation, Tokyo Gas, Toho Gas, Toyota Tsusho Corporation y Development Bank of Japan. JHyM fomentará el despliegue de estaciones de hidrógeno en todo Japón bajo la dirección del Consejo Ministerial de Energía Renovable, Hidrógeno y Asuntos Relacionados del Gobierno Central de Japón (H2-View, 2020).

¹⁸ Kawasaki se ha planteado como objetivo la construcción de 80 barcos para el transporte del hidrógeno para importar 9 millones de toneladas de combustible al año para el 2050. Kawasaki cuenta con tecnologías altamente compatibles con procesos de producción, transporte, almacenamiento y utilización de hidrógeno. La tecnología de Kawasaki conectará los sitios de producción de hidrógeno con los consumidores de energía y, al hacerlo, dará lugar a la Ruta del Hidrógeno (Kawasaki Hydrogen Road, 2021).

País	Medidas gubernamentales a nivel mundial desde inicios de 2018
Países Bajos	<p>emisiones netas de carbono cero para 2050 y en julio 2020, anunció su Green New Deal¹⁹, comprometiéndose a realizar inversiones por £ 13 billones para 2025 en movilidad verde. Uno de los elementos clave de ese impulso es el desarrollo de vehículos de hidrógeno; Corea del Sur espera producir 500.000 vehículos de pila de combustible de hidrógeno para la exportación y consumo interno para 2030 (Intralink, 2021).</p> <p>Publicó una hoja de ruta del hidrógeno e incluyó un capítulo sobre el hidrógeno en el “Acuerdo Climático Holandés”²⁰. Encabezó las primeras reuniones del Foro de Energía Pentalateral de Bélgica, los Países Bajos, Luxemburgo, Francia, Alemania y Austria en apoyo de la cooperación sobre hidrógeno en el noroeste de Europa.</p> <p>En 2020, el gobierno de los Países Bajos anunció la Estrategia Nacional del Hidrógeno (DNHS) con una agenda política integral basada en los compromisos asumidos en el Acuerdo Nacional del Clima (Klimaatakkoord²¹).</p>
Nueva Zelanda	<p>Firmó un memorando de cooperación con Japón para trabajar en proyectos conjuntos de hidrógeno.</p> <p>Comenzó a preparar un documento sobre hidrógeno verde y una estrategia de hidrógeno en Nueva Zelanda.</p> <p>En 2021 dos organizaciones, Meridian Energy y Contact Energy iniciaron la búsqueda de socios para desarrollar la planta de hidrógeno verde más grande del mundo en Southland, Nueva Zelanda. De llegar a tener éxito en este proyecto, Nueva Zelanda se convertiría en el primer productor de hidrógeno verde a gran escala en el mundo²².</p>
Noruega	<p>Estableció una concesión de fondos para el desarrollo de un ferry propulsado por hidrógeno y un buque de ruta costera.</p> <p>Organizó en 2021 junto a Chile el primer foro chileno – noruego sobre hidrogeno verde para iniciar la cooperación entre los dos países. Este foro facilitó un diálogo entre representantes clave, intercambio de actualizaciones sobre lineamientos, regulaciones, tecnología, innovaciones y finanzas para generar oportunidades de negocios rentables entre ambos países. Mientras que Chile se viene destacando por contar con un recurso único como lo son las energías renovables en abundancia, Noruega está a la vanguardia en el desarrollo de soluciones innovadoras para acelerar la transición energética hacia la descarbonización de varias industrias (Real Embajada de Noruega en Santiago de Chile, 2021).</p>
Arabia Saudita	<p>Saudi Aramco y Air Products anunciaron la construcción de la primera estación de servicio para autos de pila de combustible de hidrógeno de Arabia Saudita²³.</p> <p>En el año 2021 firmó con Alemania el Memorandum of Understanding (MoU) para la producción de hidrogeno. El objetivo del MoU es ayudar a alcanzar los objetivos de la visión “Kingdom 2030”²⁴ que buscan lograr el desarrollo sostenible, apoyar la innovación, preservar el medio ambiente, promover la transferencia de conocimientos y crear empleos más equitativos para los habitantes de Arabia Saudita.</p>

¹⁹ Corea ha identificado diez proyectos clave que van desde la movilidad ecológica hasta la atención sanitaria inteligente. Incluye la participación de los gobiernos central y local para traer innovación y empleos a la economía regional, con la mitad del dinero invertido fuera de Seúl (UNDP, 2021).

²⁰ Este Acuerdo Climático establece la reducción de las emisiones de dióxido de carbono en un 49% para el año 2030, siendo un aumento significativo en su objetivo de 2020 del 25%. Por otro lado, fija los volúmenes de expansión de la energía eólica terrestre en 2030 de 7,5-8,5 GW, mientras que la cifra asciende a 11,5 GW en la energía eólica marina (Factor CO₂, 2019).

²¹ El gobierno de los Países Bajos quiere emitir un 49% menos de CO₂ en 2030 en comparación con 1990. En 2050 esto debería ser un 95% menos. Esto es necesario para que la temperatura en la tierra no suba más de un grado y medio. Con este aumento de temperatura, las consecuencias del cambio climático aún parecen manejables. Para lograr el objetivo, el gobierno ha acordado medidas con empresas y organizaciones. Estos están incluidos en el Acuerdo Climático Nacional (Rijksoverheid, 2021).

²² Según un informe de McKinsey & Co, la planta de hidrógeno verde propuesta de 600 MW podría valer más de \$ 300 millones para la economía de Nueva Zelanda anualmente. El informe concluye que el amoníaco es la opción de "más alto potencial, a corto plazo" para actuar como portador de hidrógeno debido a: tecnologías probadas de producción y transporte, aumento de la demanda de Japón, un socio comercial regional clave, el potencial para reemplazar las importaciones actuales de fertilizantes a base de amoníaco de Nueva Zelanda, y la rentabilidad del amoníaco verde de Nueva Zelanda en comparación con otros países (Ammonia Energy Association, 2021).

²³ Esta colaboración combinó los conocimientos tecnológicos y experiencia de Air Products en el campo de hidrógeno con la experiencia industrial, instalaciones y capacidades de I+D de Saudi Aramco. Ambas firmas trazaron una ruta para establecer una flota piloto de vehículos de pilas de combustible para los cuales se pueda dispensar hidrógeno de alta pureza en la estación de servicio (NGV journal, 2019).

²⁴ Kingdom 2030 es un plan ambicioso pero alcanzable que expresa las metas y expectativas a largo plazo y refleja las fortalezas y capacidades de Arabia Saudita hacia el 2030.

País	Medidas gubernamentales a nivel mundial desde inicios de 2018
Sudáfrica	<p>Incluyó vehículos de celda de combustible como parte de la Estrategia de Transporte Verde para promover el uso de autobuses públicos de celda de combustible en áreas metropolitanas y periurbanas del país.</p> <p>Para el año 2021 el Ministerio de Comercio, Industria y Competencia de Sudáfrica desarrollo algunos esfuerzos políticos para promover una economía del hidrogeno aprovechando la dotación de recursos solares y eólicos renovables con los que se cuenta, así como los beneficios existentes en torno a las tecnologías Fischer – Tropsch (proceso utilizado para producir combustibles de hidrocarburos a partir de gas de síntesis) y acceso a metales del grupo del platino (PGM's) utilizados en los electrolizadores necesarios para producir hidrogeno verde como combustible (Investec, 2021).</p>
Reino Unido	<p>Estableció dos fondos de 20 millones de libras esterlinas para la innovación en el suministro de hidrógeno con bajas emisiones de carbono y la innovación en el almacenamiento a escala. Publicó una revisión de la evidencia sobre las opciones para lograr la descarbonización por calor a largo plazo, incluido el hidrógeno para edificios. Está probando la mezcla de hasta un 20% de hidrógeno en parte de la red de gas natural del Reino Unido. Se anunció la misión de descarbonización de clústeres industriales respaldada por 170 millones de libras esterlinas de inversión pública del Fondo de Desafío de Estrategias Industriales.</p> <p>En el año 2021, lanzó una estrategia para alcanzar la meta de producir 5 gigavatios (GW) de hidrogeno bajo en carbono para 2030 de modo que pueda reemplazar el gas natural como productor de energía de alrededor de 3 millones de hogares, así como en la industria y el transporte. Asimismo, espera atraer inversiones de al menos £ 4 billones a la economía del hidrogeno (Reuters, 2021).</p>
Estados Unidos	<p>Amplió y mejoró el crédito fiscal 45Q que recompensa el almacenamiento de CO2 en sitios de almacenamiento geológico, y se agregaron disposiciones para recompensar la conversión de CO2 en otros productos, incluso a través de combinación con hidrógeno. California enmendó el estándar de combustible bajo en carbono para exigir una reducción más estricta de la intensidad del carbono para 2030, incentivar el desarrollo de estaciones de servicio y permitir que los operadores de CCUS participen en la generación de créditos a partir de hidrógeno bajo en carbono. La Asociación de Celdas de Combustible de California definió los objetivos para 1000 estaciones de servicio de hidrógeno y 1 000 000 de FCEV²⁵ para 2030, coincidiendo con los objetivos de China.</p> <p>En el año 2021 ABEI Energy y Rice University²⁶ lideraron un estudio de mercado sobre la viabilidad del hidrógeno verde en Estados Unidos concluyendo que el potencial del hidrógeno es una alternativa esencial para el compromiso de transición energética.</p>
Chile	<p>En el año 2018 llevó a cabo la Segunda Conferencia Internacional “Hidrógeno Verde para la Transición Energética de Chile”, donde se abordó el enorme potencial de Chile para producir Hidrógeno Verde con fuentes de energía renovables.</p> <p>En el año 2021 el país sureño hizo historia al producir la primera molécula de hidrógeno verde para vehículos del sector minero. Asimismo, ha estimado que para el año 2030 podría producir el hidrógeno verde más barato del mundo con un costo menor a los US\$ 1.5 por kilogramo²⁷.</p>
Perú	<p>En diciembre de 2020 fue creada la Asociación Peruana de Hidrógeno. Esta Asociación surge como una respuesta a las distintas iniciativas existentes a nivel mundial que buscan un futuro sostenible en torno al Hidrógeno verde.</p> <p>Para setiembre de 2021, la Asociación Peruana de Hidrógeno y su socio estratégico ENGIE Impact anunciaron la presentación de los resultados del primer estudio sobre las oportunidades que el hidrógeno verde puede ofrecer para su desarrollo (H2 Perú, 2021).</p>

²⁵ Los coches eléctricos de pila de combustible (FCEV) hacen uso del hidrógeno a modo de carburante para generar una conversión en la que el hidrógeno se oxida y los electrones que este pierde es la corriente eléctrica que circulará a través de pilas de combustible que mueven motores eléctricos (ABC motor, 2018).

²⁶ El mismo estudio concluye que una economía del hidrógeno verde surgirá en los Estados Unidos dentro de los próximos 10 a 20 años. Los principales costos que obstaculizan la entrada al mercado del hidrógeno se identifican como el precio de la electricidad para las energías renovables, que es el principal impulsor de los costos del hidrógeno verde, y el Capex del electrolizador, que es el segundo impulsor más importante (ABEI Energy, 2021).

²⁷ Esta iniciativa fue puesta en marcha en la planta Las Tórtolas, comuna de Colina, como parte de un plan de innovación y desarrollo de nuevas tecnologías por parte de la empresa Anglo American, cuyo objetivo es lograr una minería verde (Anglo American, 2021).

Fuente: “The Future of Hydrogen, Seizing today’s opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan” publicado por la Agencia Internacional de Energía, 2019.
Elaboración: Autores de esta tesis.

Si bien es cierto que el interés en el hidrógeno sigue estando estrechamente vinculado con la ambición del cambio climático, esta ha presentado una notable ampliación de los objetivos políticos a los que puede contribuir el hidrógeno, por ejemplo, los beneficios del hidrógeno para la seguridad energética, reducción de la contaminación del aire, desarrollo económico y acceso universal a la energía.

2.2.1. Catapulta de Hidrógeno verde

Como iniciativas para impulsar el hidrógeno verde a nivel mundial, distintos líderes mundiales vienen llevando a cabo distintas acciones climáticas de alto nivel. A finales de 2020, distintas empresas pioneras en el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde propiciaron una iniciativa denominada “Green Hydrogen Catapult”, como parte de la campaña “Race to Zero”²⁸ de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

Esta iniciativa mundial busca acelerar la producción de hidrógeno verde y su escala en 50 veces para los siguientes seis (06) años, de modo que se pueda transformar las industrias con altos índices de presencia de carbono, incluyendo a la generación de energía, productos químicos, fabricación de acero y el transporte marítimo.

La premisa de esta iniciativa es reducir los costos a menos de US\$ 2 por kilogramo²⁹, para transformar la energía en la mayoría de las industrias. Esta premisa surge como resultado de un análisis reciente que sugiere que un precio de US\$ 2 por kilogramo es un potencial punto de inflexión que haría que el hidrógeno verde sean la fuente de energía elegida en múltiples sectores, incluyendo aquellos donde existe una demanda amplia a corto plazo en Europa y otros lugares. Por ejemplo, el amoníaco derivado del hidrógeno verde, viene siendo probado para desplazar los combustibles

²⁸ Race to Zero es la campaña global respaldada por la ONU que reúne a actores no estatales, incluidas empresas, ciudades, regiones, instituciones financieras y educativas, para que tomen medidas rigurosas e inmediatas para reducir a la mitad las emisiones globales para 2030 y lograr un mundo de cero emisiones de carbono más saludable. Todos los miembros están comprometidos con el mismo objetivo general: reducir las emisiones en todos los ámbitos de manera rápida y justa, de acuerdo con el Acuerdo de París, con planes de acción transparentes y objetivos sólidos a corto plazo (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, 2020).

²⁹ Dentro de cinco a diez años, impulsado por fuertes reducciones en el CAPEX de un electrolizador (alrededor del 70 al 80 por ciento) y la caída de los costos nivelados de las energías renovables (LCOE): los costos del hidrógeno renovable podrían disminuir a aproximadamente USD 1 a 1,50 por kg en ubicaciones óptimas, y aproximadamente USD 2 a 3 por kg por debajo del promedio. Alcanzar estos objetivos de CAPEX de los electrolizadores de alrededor de USD 400 por kW requeriría el despliegue de alrededor de 70 GW de capacidad de electrólisis, asumiendo una tasa de aprendizaje del 9 al 13 por ciento (Hydrogen Council, 2020).

fósiles en la generación de energía térmica, lo cual reduciría notablemente las emisiones de la infraestructura energética existente.

Esta iniciativa impulsada por ACWA Power (grupo saudita de energía limpia), CWP Renewables de Australia, Envision de China, Iberdrola y Ørsted, el grupo de gas italiano Snam y el productor noruego de fertilizantes Yara, apuntan que para el año 2026 se desplieguen 25 gigavatios de producción de hidrógeno en base a energías renovables. Asimismo, según la consultora energética Wood Mackenzie, los costos de producción de hidrógeno verde deben mostrar la tendencia de reducirse hasta en un 64% en los próximos diez (10) años (Wood Mackenzie, 2020).

Esta iniciativa tiene a favor que, según el banco de inversiones Goldman Sachs, se estima que el mercado del hidrógeno verde superará los US\$ 11 billones a nivel mundial para el 2050 (Goldman Sachs, 2020).

2.3. Claves Para el Desarrollo de Hidrógeno en el mundo

2.3.1. Desafíos

La diversificación y utilización del hidrógeno como parte del desarrollo de los sistemas energéticos en el mundo se enfrenta a grandes desafíos que giran en a tres ejes: incremento de competitividad, creación de oferta y demanda, y la maduración desigual de tecnologías en diferentes partes del mundo como se afirma por el World Energy Council (2021)³⁰.

En primer lugar, el hidrógeno con carbono reducido actualmente no muestra ser competitivo en costos a comparación de otros suministros de energía en una gran mayoría de sus aplicaciones, y es probable que siga manteniendo esta falta de competitividad sin no existe un apoyo claro y abierto de los gobiernos para acortar esta diferencia de precios, aunque esto conlleva a preguntarse si realmente los gobiernos deben tomar este rol protagónico de impulsores o si existe otro agente que brinde el apoyo necesario. Sin embargo, los impulsores ambientales (en gran magnitud) y políticos (de acuerdo con intereses particulares) están enviando señales alentadoras al mercado y provocando un gran y creciente interés por parte de la comunidad internacional. Existe una amplia diversidad de impulsores de demanda, así como en

³⁰ Hidrógeno en el Horizonte: ¿En sus marcas, listos, fuera?

las políticas de creación de valor del hidrógeno en diferentes regiones del mundo lo que se puede observar en el siguiente cuadro:

Tabla 0-3 Actividades de los países para el desarrollo de estrategias de hidrógeno.

Continentes / Región	Discusión de políticas, declaraciones oficiales, proyectos iniciales de demostración			Estrategia en preparación	Estrategia disponible
África	Cabo Verde Burkina Faso	Mali Nigeria	Sudáfrica Túnez	Egipto Marruecos	
Asia	Bangladesh	Hong Kong (China)	India	China Nueva Zelanda Singapur Uzbekistán	Australia (2019) Japón (2017) Corea del Sur (2019)
Europa	Bulgaria Croacia República Checa Dinamarca Estonia Finlandia Georgia	Grecia Islandia Letonia Lituania Luxemburgo Malta	Rumania Serbia Eslovaquia	Austria Bélgica Italia Polonia Rusia Suecia Eslovaquia Reino Unido	UE (2020) Francia (2020) Alemania (2020) Holanda (2020) Noruega (2020) Portugal (2020) España (2020) Hungría (2020)
Latinoamérica y El Caribe	Argentina Bolivia Costa Rica	Panamá Paraguay	Perú Trinidad y Tobago	Brasil Colombia Uruguay	Chile (2020)
Estados del Medio Oriente y del Golfo	Israel	Emiratos Árabes Unidos		Omán Arabia Saudita	
Norteamérica	México	Estados Unidos			Canadá (2020)

Fuente: “Working Paper – National Hydrogen Strategies” publicado por la World Energy Council, 2021.

Elaboración: Autores de esta tesis.

Se observa que 12 países y la Unión Europea han publicado sus estrategias nacionales, siendo Chile el único país en Sudamérica con una estrategia clara publicada. Perú se encuentra en un estado embrionario de debate y discusión de políticas, pero al menos se han dado los primeros pasos con la creación de H2 Perú, la Asociación Peruana de Hidrógeno que permitirá allanar el camino hacia la promoción y uso del H2 verde.

En segundo lugar, el desarrollo de la conocida economía del hidrógeno aún está en una etapa inicial, en la cual aparece un gran problema entre la oferta y la demanda, ya que ambos no cuentan con volúmenes seguros uno del otro para ayudar a establecer y promover el desarrollo de la cadena de valor y así asegurar inversiones futuras. Con

respecto a la demanda, si se apunta a lograr los objetivos del Acuerdo de París, la electrificación ayuda en gran medida, pero no al 100% lo que significa que se debe integrar moléculas verdes en el sistema si se quieren alcanzar estos objetivos y es ahí donde el hidrógeno puede ocupar un rol importante.

En sectores como producción de acero, químicos, aviación y transporte pesado es en los cuales el hidrógeno tendría relevancia para descarbonizarlos, pero según Jeroen van Hoof de PwC (PriceWaterhouseCoopers), existen algunas condiciones para crear esa demanda y con las políticas y tecnologías adecuadas para permitir el aumento de escala del hidrógeno, solo después del 2030 esto sería económicamente viable, por lo que ahora en esta década se deben realizar todos los esfuerzos para invertir en la infraestructura existente y poner en marcha proyectos piloto, solo así en la siguiente década se garantizaría entre 4 a 10 veces la demanda de hidrógeno lo cual dependerá del desarrollo de las tecnologías como almacenamiento de energía por baterías o en eficiencia energética.

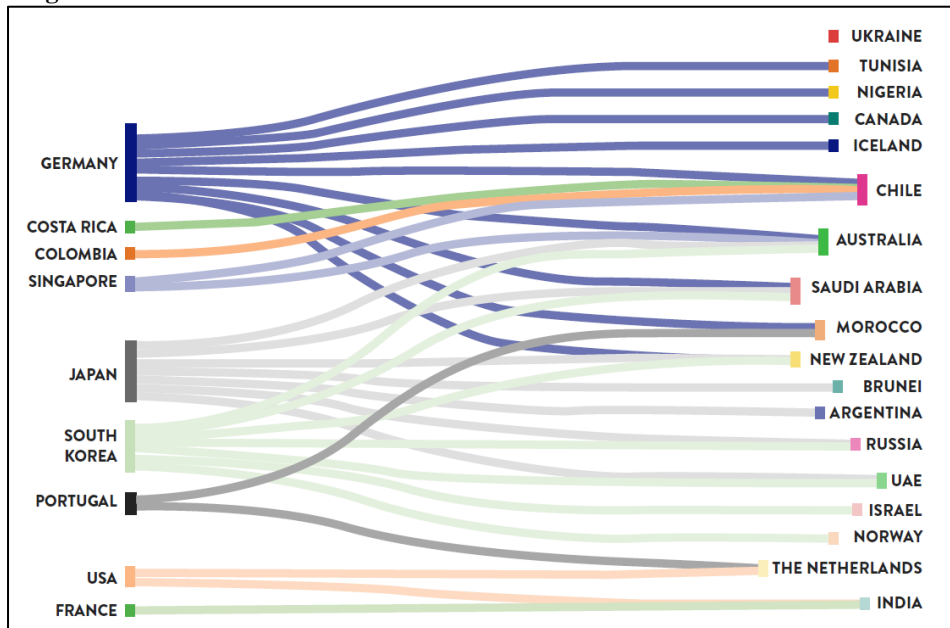
En tercer lugar, las tecnologías de hidrógeno se encuentran en diferentes niveles de madurez en diferentes puntos geográficos y diferentes realidades, lo que implica que determinar el futuro desarrollo de estas tecnologías será complejo ya que son muchos caminos por recorrer y aún todos parecen viables. Esto significa que mientras más se avance, se irá descubriendo más potencial de aplicaciones del hidrógeno para la sociedad.

2.3.2. Acciones de países ante los desafíos iniciales

Se requiere de un apoyo directo del sector público que impacte para aumentar los volúmenes de hidrógeno limpio, disminuir los precios de equipamiento y tecnologías, y promover su incursión en los sectores de uso para los consumidores finales. En esta etapa, los países que están siguiendo la ruta del hidrógeno están considerando diferentes herramientas regulatorias y políticas para promover la inversión directa en proyectos de hidrógeno a lo largo de toda la cadena de valor básica que es común en la gran mayoría de estos países. Las acciones regulatorias buscan simplificar los marcos existentes y reducir las barreras de ingreso para el desarrollo de proyectos de esta magnitud, algunos o muchos de ellos como proyectos piloto. La regulación sigue siendo limitada en esta etapa para permitir la innovación y exploración de diferentes y nuevas tecnologías.

Fuera del territorio nacional, algunos países están desarrollando activamente asociaciones bilaterales como se muestra en la siguiente figura desarrollando la colaboración en la gestión, el desarrollo tecnológico, la financiación de proyectos de investigación y el potencial de cadenas de valor de importación y exportación (por ejemplo, Portugal y los Países Bajos, Alemania y Alemania o Arabia Saudita, Chile y Singapur).

Figura 0-9 Asociaciones bilaterales mundiales actuales



Fuente y elaboración: Consejo Mundial de Energía

El hidrógeno ha sido materia de discusiones en cuanto a su verdadero potencial, incluyendo puntos de alta relevancia para su explotación así como grandes desventajas en su uso, y el creciente interés en este toma diferentes matices con respecto a las realidades políticos, situaciones económicas y reglamentaciones ambientales de cada país ya que cada uno de ellos presenta diferentes objetivos como la descarbonización de su matriz energética, o la utilización de su recurso más abundante que no es necesariamente el más limpio, así como también una posición de I+D centrado en desarrollo de tecnologías como la realización de electrólisis de bajo costo.

2.3.3. *El conocimiento del color del hidrógeno*

Cuando se habla de las diferencias de desarrollo del hidrógeno entre regiones, también se menciona el tipo de materia prima utilizado para la producción de esta, de acuerdo con Neva Espinoza de EPRI (Electric Power Research Institute) en realidad la

discusión no se debería basar en la materia prima, debería ser con respecto a su intensidad de carbono. Esto permitiría a diferentes países alcanzar sus metas de descarbonización de una manera más eficiente sin tener que recurrir a elegir un tipo de color en especial, además de buscar que esta sea competitiva en costos y esto se puede lograr con reducciones agresivas de costos de capital, mejoras significativas en la eficiencia y electricidad de bajo costo³¹.

Existe una necesidad urgente de ampliar el diálogo de modo que se comprenda el verdadero potencial del hidrógeno en los distintos sistemas energéticos, para explorar la oferta y demanda potencial a nivel regional y cómo las estrategias e iniciativas variadas de hidrógeno podrían complementarse entre sí, y para aprender de ellas unas con otras. Para ello un tema prioritario es aclarar el debate sobre el color del hidrógeno³², en ese caso, por ejemplo, incluso si el hidrógeno azul no es tan limpio como el verde, tiene un lugar en la transición del mundo lejos de los combustibles fósiles.

El EIA³³ indica que el hidrógeno azul (u otros) y verde pueden tener un rol protagónico, pero se debe asegurar que se produzca con estrictos estándares ambientales. Hoy en día se cuenta con tecnología disponible para evitar emisiones y, también pueden ser rentables. De acuerdo con el artículo “Hidrógeno en el Horizonte” del WEC³⁴, es probable que el carbono equivalente para producir hidrógeno y la competencia por tecnología de electrólisis sean las áreas más importantes que se tendrán que discutir para el establecimiento de políticas y relaciones internacionales, dejando a un lado el debate de cual color de hidrógeno es el mejor.

2.4. Seguridad del Uso del Hidrógeno

El hidrogeno, es considerado el elemento químico con más abundancia en el universo y por sus propiedades físicas puede encontrarse tanto en estado líquido como gaseoso, esto sumado a su alto poder calorífico que es tres veces que el de la gasolina y

³¹ The hydrogen molecule's 'moonshot' moment, by Neva Espinoza. Published June 23, 2021

³² Hidrógeno en el Horizonte: ¿En sus marcas, listos, fuera?, el debate sobre el “color del hidrógeno” es planteado como un tema prioritario para la evaluación de políticas de promoción en el mundo por el World Energy Council (WEC).

³³ “Green hydrogen could be the fuel of the future. Here's why it's not yet a silver bullet” <https://amp-cnn-com.cdn.ampproject.org/c/s/amp.cnn.com/cnn/2021/08/28/world/green-hydrogen-climate-explainer-blue-gray-intl-cmd/index.html>

³⁴ Ídem 31

caracterizado por la energía limpia, ya que solo libera agua (H_2O), en forma de vapor, muestra a simple vista que se está al frente de la fuente de energía del futuro, sin embargo, es importante conocer los diversos aspectos de seguridad en cuanto a su producción, transporte, almacenamiento y uso final.

En consecuencia, los stakeholders asociados a la industria del hidrógeno verde (operadores, usuarios, administradores y aseguradoras) deben tener como objetivo primordial la necesidad de contar con estándares que los lleven a tener los más altos niveles de seguridad con respecto a la ingeniería, operación y mantenimiento y de esta manera asegurar minimizar los sucesos de accidentes en sus plantas y por consiguiente la continuidad de las operaciones en la industria.

En este capítulo se revisarán estos y otros puntos como por ejemplo él porque es considerado peligroso debido a su alta inflamabilidad, asimismo sobre cómo se aplica el concepto de la seguridad en función de las características y propiedades del hidrógeno a lo largo de su cadena de valor, la normativa técnica, estándares de diseño y/o reglamentos vigentes de la industria. Para ello, es importante conocer el manejo de las herramientas especializadas para identificar, evaluar y administrar los riesgos, ya que esto servirá como base para tomar decisiones.

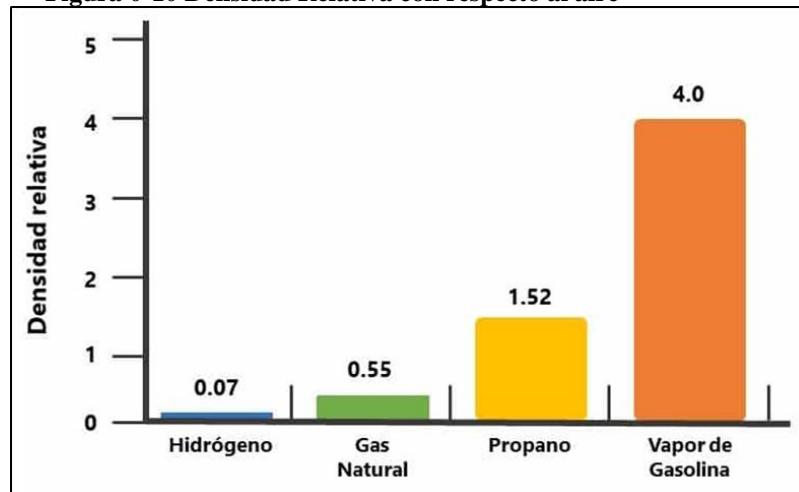
Hoy en día, el uso del hidrógeno se emplea fundamentalmente en refinerías en el proceso de filtrado y segregación de contaminantes, de tal manera que generen productos de calidad acordes con la demanda del sector.

2.4.1. Propiedades del hidrógeno y su relación con la seguridad

El ingreso del hidrógeno como portador de energía trae consigo una gran preocupación en su introducción debido a su muy alta inflamabilidad. En efecto el hidrógeno posee propiedades que lo hacen más frágil que otros combustibles tradicionales como el gas natural o la gasolina. Por ejemplo, hace falta 15 veces menos energía para provocar la ignición del hidrógeno comparado con el gas natural. El bajo límite de inflamabilidad del hidrógeno en el aire, es más alto que otros gases licuados como la gasolina, donde es hasta 10 veces mayor.

Según Fernández-Bolaños Badía (2005) el hidrogeno tiene una densidad muy baja (por ejemplo, el aire y el propano son 14 y 22 veces más pesados que el hidrógeno respectivamente). En ese sentido, es importante efectuar evaluaciones de riesgos de explosión implementando las medidas de control correspondientes (equipos adecuados para ser utilizados en atmósferas clasificadas, con ventilación, entre otros) de esta forma asegurar una asertiva prevención contra los riesgos de explosión.

Figura 0-10 Densidad Relativa con respecto al aire



Fuente y elaboración: MAPFRE Global Risk – Gerencia de Riesgos y Seguros – Artículo “La Seguridad en la Industria del Hidrogeno Verde”

A continuación, se menciona algunas características importantes propias de la reacción de combustión de hidrógeno, las cuales se muestran en el cuadro:

Tabla 0-4 Propiedades del Hidrógeno

Propiedades	Características
Temperatura de autoignición	Temperatura mínima en la que una sustancia arde sin necesidad de una fuente de ignición al entrar en contacto con el aire, a presión de una atmósfera. En el hidrogeno es muy parecida a la del gas natural y más elevada que la del vapor de gasolina, lo cual brinda una ventaja desde la perspectiva de seguridad de los procesos.
Rango de Inflamabilidad	Rango de concentración de hidrógeno en el aire que puede producir ignición (entre 4% y 75% por volumen) es sustancialmente mayor que el de otros combustibles gaseosos.
Energía requerida	Para iniciar la combustión (en condiciones óptimas) es mucho más baja de lo que requieren otro tipo de combustibles, y debido a esto, una pequeña chispa puede iniciar la combustión. Da origen a una llama que no es visible al ojo humano, debido a esto se utilizan detectores de gas y cámaras de visión térmica para identificarla. Es relevante la necesidad de estos equipos debido a que la radiación térmica originada no produce sensación alguna de calor, por encontrarse en el rango UV.
Combustión	

Fuente: “La Seguridad en la Industria del Hidrogeno Verde” publicado por MAPFRE Global Risk – Gerencia de Riesgos y Seguros, 2021.

Elaboración: Autores de esta tesis.

Figura 0-11 Temperatura de Autoignición

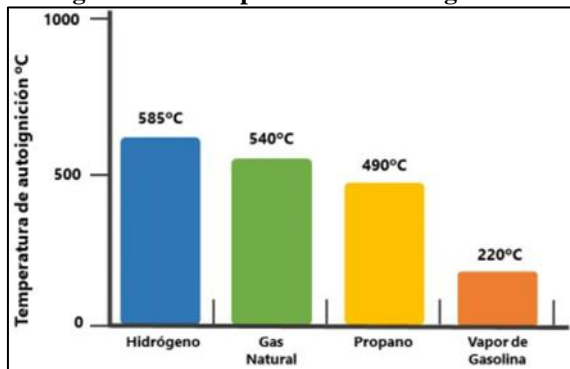
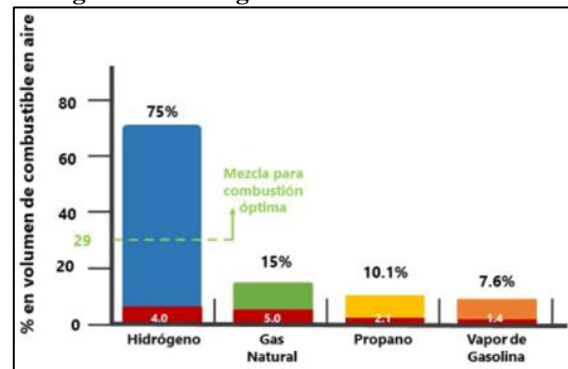


Figura 0-12 Rango de Inflamabilidad



Fuente y elaboración: MAPFRE Global Risk – Gerencia de Riesgos y Seguros – Artículo “La Seguridad en la Industria del Hidrogeno Verde”

En consecuencia, las plantas industriales que trabajen con hidrógeno deben tener un cierto nivel de riesgo asociado a sus elementos sensibles, como son los recursos humanos, el medio ambiente y las instalaciones o actividades industriales. Para evitar eventos y mitigar sus posibles consecuencias, es necesario contar con fuertes barreras de seguridad, lo que puede lograrse a través de una adecuada gestión de riesgos.

2.4.2. La gestión de la seguridad

Identificadas las características del hidrógeno, la idea de seguridad que se le puede aplicar debe superar el cumplimiento de obligaciones legales, normas técnicas, y reglamentos industriales. También se requiere experiencia en el uso de herramientas avanzadas para la identificación, evaluación y gestión de riesgos, así como apoyo a la administración y toma de decisiones.

El objetivo principal de todas las partes interesadas en la industria del hidrógeno verde es alcanzar los más altos niveles de seguridad a lo largo de las etapas del ciclo de vida del proyecto, reduciendo así el número de accidentes en sus plantas y, como resultado, asegurando la continuidad operación de su negocio.

En la siguiente figura se muestran las herramientas de gestión de riesgos más importantes disponibles y cómo usarlas en la industria en varias etapas del ciclo de vida de la instalación. Algunas de estas prácticas son incluso recomendaciones de la industria de seguros destinadas a minimizar los daños y pérdidas que puede causar una ocurrencia imprevista.

Figura 0-13 Ciclo de vida de un proyecto de Hidrogeno Verde y la gestión de seguridad



Fuente y elaboración: MAPFRE Global Risk – Gerencia de Riesgos y Seguros – Artículo “La Seguridad en la Industria del Hidrogeno Verde”

2.4.3. Seguridad en el Diseño

Las plantas deben diseñarse teniendo en cuenta el compostaje interno durante las etapas de diseño e ingeniería para minimizar los impactos internos y externos. En esta etapa, es fundamental completar un análisis de riesgo detallado y aplicar las técnicas adecuadas para gestionar todas las contingencias posibles.

Por mencionar algunos, se tiene HAZID, HAZOP, FIRE&GAS, entre otros; que se pueden utilizar según la etapa de ingeniería en la que se encuentre, el proyecto en el que se trabaja, el objetivo que se persigue y la política de gestión de riesgos hayan sido definidos por el promotor del proyecto y su ingeniería. Según (Reyes et al., 2021) la aplicación de estas herramientas permite obtener grandes beneficios a lo largo del ciclo de vida de la planta, como:

- a. Identificar amenazas internas o externas que puedan dar lugar a un incidente relacionado con el hidrógeno u otras sustancias existentes en la planta, o durante la construcción y operación de la planta, incluidas las provocadas por el factor humano.
- b. Calcular los daños causados por accidentes potenciales, describiendo las consecuencias y efectos sobre elementos sensibles como materiales y personas.
- c. Identificar la probabilidad de ocurrencia de los primeros eventos en una situación peligrosa, así como sus múltiples resultados potenciales.
- d. Calcular y evaluar los riesgos.

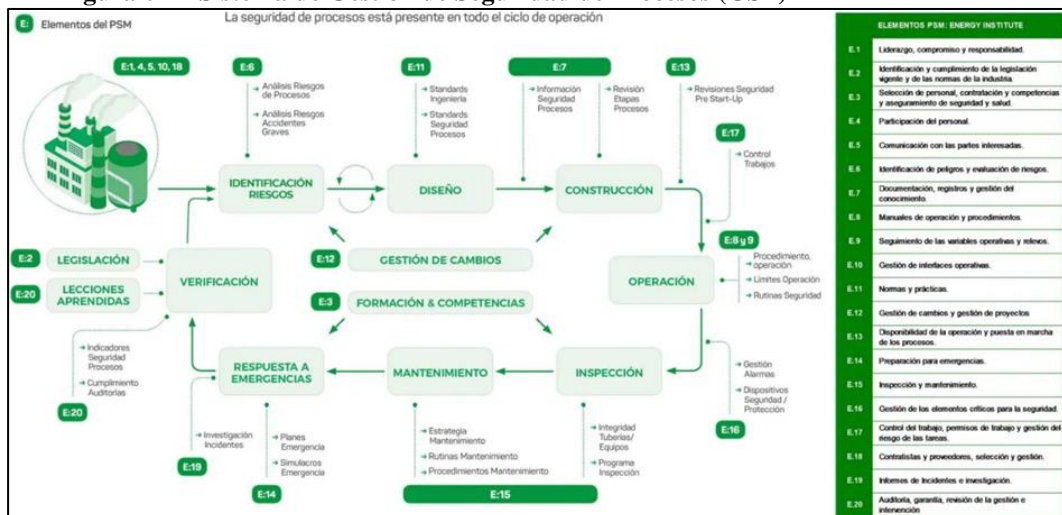
- e. Identificar las barreras de seguridad preventivas y mitigadoras que están disponibles para controlar los riesgos a niveles aceptables.

2.4.4. Seguridad en la Operación, Fiabilidad y Mantenimiento

Tal y como en el caso de los sectores de energía como el del petróleo y de gas, que adoptan e implementan estándares de Gestión de Seguridad de Procesos (GSP) buscando evitar la ocurrencia de accidentes a lo largo de todos sus procesos en sus plantas de producción, para el caso de las plantas de producción de hidrógeno se seguirá esta misma línea. La herramienta GSP desarrolla e implementa los siguientes estándares en seguridad:

- Que se logre un liderazgo organizacional y personal inquebrantable en lo que respecta a la seguridad de procesos y operaciones.
- Que se reconozcan y evalúen los riesgos y peligros asociados a los procesos químicos.
- Que se gestione el riesgo mediante el uso de herramientas que permiten la supervisión, el seguimiento y las alarmas, así como barreras de seguridad fiables y fácilmente disponibles.
- Que se aplique lo que se ha aprendido en la experiencia de la revisión y mejora.

Figura 0-14 Sistema de Gestión de Seguridad de Procesos (GSP)



Fuente y elaboración: MAPFRE Global Risk – Gerencia de Riesgos y Seguros – Artículo “La Seguridad en la Industria del Hidrogeno Verde”

En conclusión, se puede decir que, las herramientas utilizadas para la identificación, evaluación y gestión de riesgos en instalaciones de energía verde permitirán mantener instalaciones seguras, identificando y evaluando los riesgos para garantizar su adecuada gestión, de tal manera que se pueda minimizar la ocurrencia de accidentes. También es fundamental establecer instrumentos de respuesta a emergencias para brindar una mayor disponibilidad de actividades y, en consecuencia, continuidad del negocio. Como resultado, es fundamental que las partes interesadas en los proyectos de energía verde entiendan el enorme valor que están creando.

Finalmente, en la actualidad se tiene la norma ISO/TR 15916:2015 que nos brinda los lineamientos de las consideraciones básicas de seguridad en los sistemas de hidrógeno, tanto en su estado líquido como gaseoso y como almacenarlo en cualquiera de estos estados, identificando lo básico en seguridad concerniente a peligros y riesgos. Esta misma norma es la que rige la actual producción de hidrógeno verde al no publicarse aún ninguna nueva norma específica para este tipo de hidrógeno.

2.5. El Papel del Hidrógeno en la Descarbonización

El cambio climático y sus efectos adversos ocasionados principalmente por el aumento de la temperatura media global, es uno de los principales impulsores del hidrógeno en la transición energética. Restringir el calentamiento global a menos de 2 grados Celsius (°C) requiere que las emisiones de CO₂ disminuyan en alrededor de un 25% para 2030, desde los niveles de 2010, y alcancen cero netos alrededor de 2070³⁵ (IPCC, 2019).

Para una probabilidad razonable de permanecer por debajo de 1,5 °C de calentamiento global, las emisiones netas de CO₂ deberían disminuir en alrededor de un 45% para 2030, llegando a cero netos hacia 2050 (IPCC, 2019). En contraste con estas ambiciones, las emisiones han aumentado recientemente. Al año 2019, las emisiones de CO₂ rompieron otro récord de acuerdo con el Informe del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA). Según este reporte anual sobre la brecha de emisiones, a pesar de que la crisis del Covid – 19 atenuó de manera temporal la

³⁵ Según el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, se estima que las actividades humanas han causado un calentamiento global de aproximadamente 1,0 °C con respecto a los niveles preindustriales, con un rango probable de 0,8 °C a 1,2 °C. Es probable que el calentamiento global llegue a 1,5 °C entre 2030 y 2052 si continúa aumentando al ritmo actual (nivel de confianza alto) (Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, 2019).

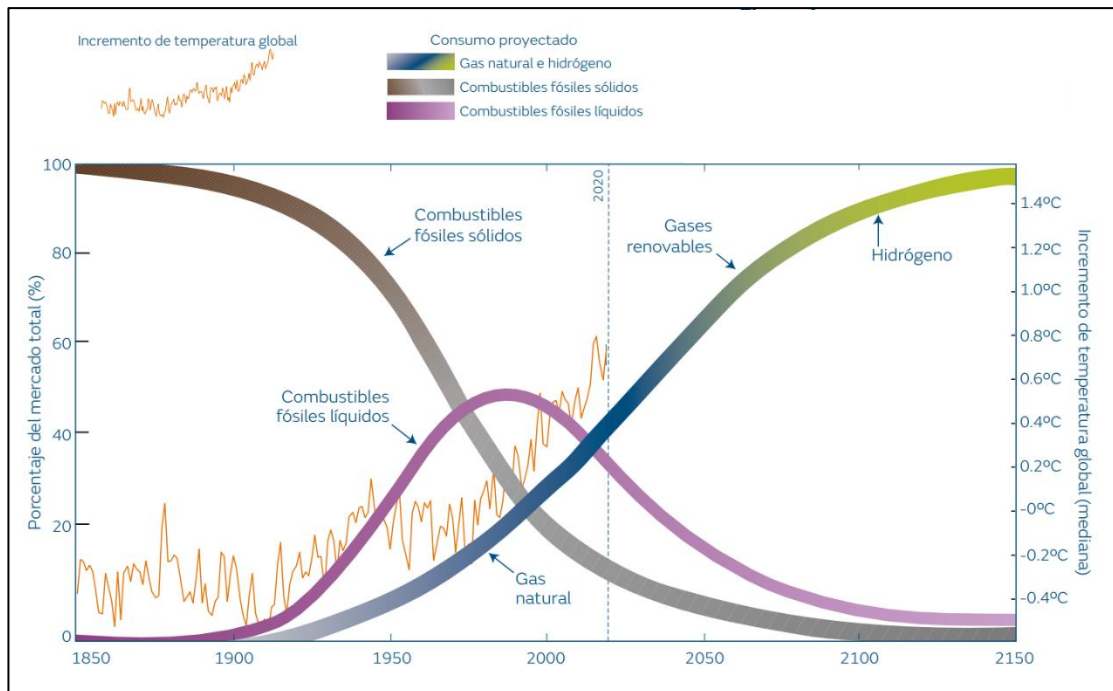
emisión de CO₂ a la atmósfera, el planeta aún está rumbo a un aumento catastrófico de temperatura superior a los 3° C sobre los niveles establecidos para este siglo. Ahora se necesita una transición energética para romper el vínculo entre el crecimiento económico y el aumento de las emisiones de CO₂.

Según la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA, 2020) en el futuro, el sistema energético debe ser construido en base a 5 pilares fundamentales:

- a. Electrificación, para transformar la electricidad en el principal vector energético, donde las fuentes solares y eólicas tengan una alta participación.
- b. Flexibilidad del sistema energético, de modo que se pueda incrementar la participación de las energías renovables en el mix del sector eléctrico.
- c. Energías renovables convencionales, que garanticen el correcto aprovechamiento del gran potencial de la biomasa y la hidroelectricidad al momento de cubrir la demanda de energía.
- d. Hidrógeno verde, como alternativa para aquellas demandas que son difíciles de electrificar de manera directa como en la industria o el transporte.
- e. Innovación tecnológica, para abordar los retos en sectores complejos que cuentan con grandes emisiones de CO₂.

Hoy en día, la producción de hidrógeno no verde, ya es un proceso industrial avanzado y relevante. De acuerdo con IRENA, hasta fines del año 2019 ya se estimaba a nivel mundial la producción de más de 70 Mt/año de forma pura, siendo que su demanda provenía principalmente del sector de los fertilizantes y minero (IRENA, 2019).

Figura 0-15 Evolución de la temperatura global en el pasado, presente y futuro (1850 - 2050)



Fuente y elaboración: Instituto de Investigación en Energía de Cataluña (IREC), 2020.

El gráfico anterior muestra la evolución de la temperatura global desde el año 1850 hasta la fecha y cuál debería ser el consumo proyectado de las distintas fuentes de energía hacia el año 2150 para empezar a reducir la temperatura global. Actualmente, la gran mayoría del hidrógeno producido proviene de fuentes no renovables, principalmente del gas natural y del carbón.

2.5.1. El hidrógeno como vector energético en el futuro de la energía limpia

El rol principal del hidrógeno renovable en el futuro de la energía limpia es como vector energético para la descarbonización de la electricidad, el transporte, el calor y determinados procesos industriales. Asimismo, debe ser visto como materia prima con alto valor añadido para múltiples industrias que actualmente lo utilizan en sus procesos productivos (siderurgia, refinera, industria química, entre otros), en donde el hidrógeno es utilizado como reemplazo de algunos reductores como el carbono, lo cual evita las emisiones de CO₂.

En la última década hubo importantes avances tecnológicos en la cadena de valor del hidrógeno, lo cual ha influido directamente en la reducción de costos de su producción. Debido a esto es que la producción del hidrógeno verde puede llegar a ser competitiva, superando incluso los costos de producción del hidrógeno no renovable,

en ciertos lugares del mundo a mediano plazo. Esto demuestra que hablar de un futuro energético más limpio, donde el hidrógeno desempeñe un papel esencial, está mucho más cerca de lo que se piensa a la fecha.

El futuro que nos ofrece el hidrógeno verde como alternativa energética no solo gira en torno a su futura competitividad sino también gracias a que las demandas sociales y los recientes avances tecnológicos se vienen uniendo para impulsarlo como una alternativa real para disminuir las emisiones de CO₂, lo cual termina por confirmar que los distintos objetivos climáticos planteados a nivel mundial no podrán conseguirse si no se da énfasis a la intervención del hidrógeno renovable en la sociedad.

2.5.2. El potencial peruano en hidrógeno verde para descarbonizar su matriz energética

No es un secreto que Perú cuenta con un gran potencial de energías renovables y grandes oportunidades para desarrollar soluciones energéticas libres de carbono a gran escala para cumplir con las expectativas ambientales que son exigidas hoy en día. Uno de los sectores que se encuentran en continua innovación para desarrollar nuevas tecnologías y mejoras en la matriz energética de sus procesos es el sector minero.

De acuerdo con el Ministerio de Energía y Minas de Perú (2021), Perú es el segundo productor más grande de cobre a nivel mundial. En el año 2020, se alcanzó una cifra de 2,149 millones de toneladas, lo cual lo convierte en uno de los más importantes pilares de la economía peruana. En ese sentido, los aportes que representa el sector minero al Producto Interno Bruto de Perú alcanzan hasta el 10%, mientras que, del total de exportaciones del país, un 60% proviene de la minería. Aquí radica la importancia del sector minero como impulsor del desarrollo del hidrógeno verde en nuestro país para descarbonizar la matriz energética peruana.

Una virtud que tiene Perú respecto a las medidas gubernamentales descritas en la Tabla 2.1 (y la cual probablemente también tenga Chile) es la gran ventaja de unir la demanda y la oferta de hidrógeno verde. Perú es un país con gran minería, la cual representa a uno de los principales consumidores de energía del país, y al mismo tiempo cuenta con un gran potencial de energías renovables, las cuales pueden integrarse en mayor porcentaje a la matriz energética gracias al hidrógeno verde.

No cabe duda que para la próxima década el hidrógeno será el enlace para crear un ecosistema libre de carbono que permita explotar de una vez todo el potencial de las energías renovables y al mismo tiempo desarrollar nuevas soluciones energéticas a gran escala para cumplir con las expectativas ambientales que se demandan a nivel mundial hoy en día. De acuerdo con Rik De Buyserie (2020), Country Manager de ENGIE Perú, el Perú tiene todas las características para convertirse en uno de los países líderes en la producción del hidrógeno verde.

2.6. Uso Actual del Hidrógeno

El hidrógeno en la naturaleza no es frecuente encontrar ya sea como átomo aislado, H, o como hidrógeno elemental (H₂). La manera más frecuente de hallar el hidrógeno es en diversos compuestos como el agua, algunas sales, varios hidruros, en buen número de ácidos, en el metano, también en el amoníaco, en muchos polímeros, entre otros varios compuestos.

Aun siendo el hidrógeno el de menor tamaño en la tabla periódica, el interés que actualmente posee como vector energético crece cada día. Desde Antonie Lavoisier (1783), se ha recorrido un gran camino en las investigaciones, pasando por la investigación del inglés William Grover (1811-1896), su publicación sugería la posibilidad de generar electricidad a través de la reacción electroquímica del hidrógeno y del oxígeno³⁶, considerándosele el inventor de la pila de combustible, hasta el uso en las misiones espaciales de la Nasa, siendo usado como combustible durante el despegue y para la generación de electricidad y agua cuando las misiones se encuentran en el espacio. Esto último se realiza por medio de las pilas o celdas de combustible³⁷.

El establecimiento actual de la industria del hidrógeno es robusto y tiene muchos años de experiencia, sobre todo en el sector industrial, donde se ha incluido al hidrógeno como materia prima. Actualmente el mercado del hidrógeno como materia prima tiene un valor total calculado de USD 115 mil millones y se espera que crezca exponencialmente en los próximos años, alcanzando USD 155 mil millones para 2022 según comenta IRENA en su artículo Hydrogen from renewable power (2018).

³⁶Aguer Hortal M., Miranda Barrera, A (2012), Hidrógeno: Fundamento de un futuro equilibrado. 2ª Edición, Ediciones Diaz Santos S.A.

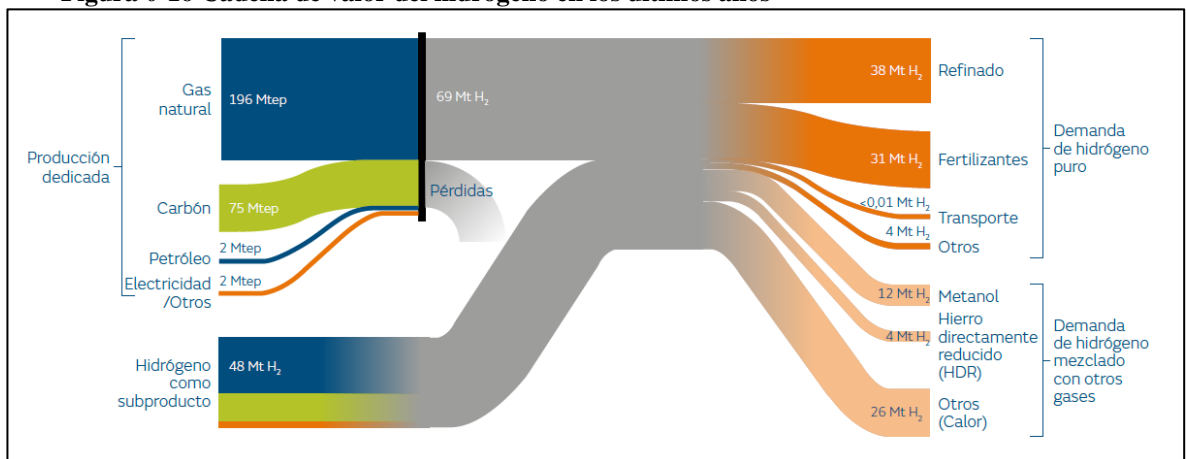
³⁷Suárez Alcántara K, A (2019) "Un poco de todo sobre el Hidrógeno", Ciencia,70:72-73.

La concentración de demanda de hidrógeno la tiene el sector químico en la producción de amoniaco y en también refino para el proceso de hidrocraqueo y desulfuración de combustibles. También se ha desarrollado en otros sectores, como los productores metalúrgicos de acero, hierro, vidrio y electrónica, aunque en la actualidad su participación combinada dentro de la demanda total es bastante baja.

La producción actual del hidrógeno está fundamentalmente dada por combustibles fósiles (cerca 95%), siendo el reformado del vapor-metano (SMR) la forma más desarrollada para producir hidrógeno. Otros métodos de producción son la gasificación de petróleo y carbón de manera particular en China y Australia, aunque en menor medida que SMR. El proceso de electrólisis ocupa solo el 4% del suministro mundial de hidrógeno.

Los métodos de producción son diversos, pudiendo ser obtenido por procesos químicos mediante el uso de combustibles fósiles (la mayor producción actual, proviene de esta técnica), sin embargo, también se puede producir sin utilizar combustibles fósiles, un enfoque hacia dicha economía tiene el potencial de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mejorar sustancialmente la seguridad energética. Como es de suponerse este enfoque requiere de técnicas avanzadas de producción, almacenamiento y uso que permitan la viabilidad técnica-económica del mismo.

Figura 0-16 Cadena de valor del hidrógeno en los últimos años



Fuente y elaboración: Agencia Internacional de la Energía, 2018

A fin de poder entender la importancia de este vector económico, se debe conocer los fundamentos básicos de la producción, la cadena de valor, el almacenamiento y la distribución del hidrógeno actuales, los cuales se muestran en la figura anterior,

inclusive conocer la infraestructura necesaria para realizar los procesos, un análisis de las externalidades y lograr un juicio crítico con el conocimiento de las tecnologías importantes de producción de hidrógeno en sistemas convencionales.

Este elemento no se encuentra presente de manera natural, siempre está asociado, tiene que recibir un proceso de producción, debido a esto se podría indicar que el hidrogeno no es una fuente de energía directa, sino un vector energético siendo capaz de almacenar la energía para utilizarla posteriormente en diversas aplicaciones en una variedad igual de sectores, sin emisiones directas de gases de efecto invernadero durante su uso³⁸ (sin embargo, actualmente muchas de las técnicas de producción son altamente contaminantes y/o neutras).

Se estima que el hidrógeno sufrirá un gran auge en las siguientes décadas y se convertirá en una importante fuente de energía. Para que esto suceda, es necesario gestionar la construcción y desarrollo de infraestructura. Se necesitará una red completa para la producción de hidrógeno, así mismo el almacenamiento del hidrógeno será otro factor clave, sobre todo en el almacenamiento, el transporte de hidrógeno será el punto crucial debido a sus características peculiares y el reabastecimiento de sistemas propulsados por hidrógeno. Para crear esto, el costo estimado será muy alto.

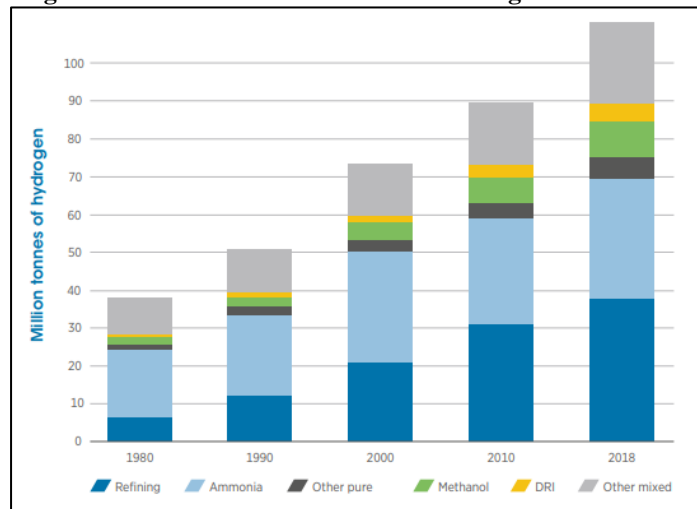
Diferentes países han establecido planes para proyectar la construcción de la infraestructura. Hay muchas barreras que superar, como el costo (costo de producción actualmente alto), la política gubernamental (algunos países han declarado política de estado y tienen la delantera, en otros son incipientes) y la opinión pública (existe temor y desconocimiento de esta fuente de energía), todo esto conduciría a una transición de las fuentes fósiles al hidrógeno y reducirá la dependencia mundial de estos combustibles.

El hidrógeno y el desarrollo aeroespacial, donde es utilizado por la Nasa quien, en los últimos años, el Departamento de Energía (DOE) y la industria privada han logrado avances significativos en el desarrollo de celdas de combustible de membrana de intercambio de protones (PEM) que utilizan hidrógeno y aire como combustible y oxidante para aplicaciones de transporte terrestre. Además, el DOE y las industrias de

³⁸Sauma E (2021) Herramientas para el Análisis de la Industria de las Energías Renovables: Hidrógeno Verde y energías renovables (pp. 03), Pontificia Universidad de Chile.

energía terrestre están trabajando en celdas de combustible de óxido sólido (SOFC) emergentes para la generación de energía en tierra. La NASA se basa en estos desarrollos de PEM y SOFC para avanzar drásticamente en las tecnologías de celdas de combustible, proporcionando fuentes de energía renovables confiables, compactas y de alta energía para aplicaciones aeroespaciales, la NASA tiene la intención de revolucionar la generación de energía aeroespacial para habilitar nuevas capacidades. Los expertos de Glenn, el Laboratorio de Propulsión a Chorro, el Centro Espacial Johnson y Kennedy están liderando estos esfuerzos de celdas de combustible³⁹.

Figura 0-17 Demanda anualizada de Hidrógeno desde 1980.



Fuente y elaboración: Agencia Internacional de la Energía, 2019

En la industria está ampliamente utilizado en diversos sectores industriales (refinerías, amoniaco, productos químicos a granel, etc.), teóricamente se pueden reemplazar por hidrógeno y en una visión a mayor plazo este hidrógeno con energías renovables disminuiría las emisiones de CO₂, con la condicional que se mejoren los procesos actuales de producción y el precio sea más competitivo.

Otros de los usos actuales son en los procesos de manufactura del vidrio y acero, donde las características específicas como el poder calorífico, lo hacen muy competitivo para dichas labores.

En la parte del transporte terrestre, el desarrollo va a pasos agigantados, siendo la competencia trasladada hacia las grandes compañías, quienes compiten por desarrollar cada vez más y mejores vehículos con una autonomía superior a sus versiones

³⁹ Heiney A. (27 de mayo 2021) Space Applications of Hydrogen and Fuel Cells. <https://www.nasa.gov/content/space-applications-of-hydrogen-and-fuel-cells>.

anteriores, por ejemplo, la segunda generación del Toyota Mirai (2021), ha superado la marca de la mayor distancia recorrida por un automóvil propulsado por carga de hidrógeno. Ha logrado recorrer 1.003 kilómetros con una única carga (de hidrógeno verde) en sus tres tanques de combustible. el consumo medio del Toyota Mirai fue de 0,55 kilogramos de hidrógeno por cada 100 kilómetros recorridos⁴⁰. Esta aplicación para vehículos también ha desarrollado versiones para transporte público, transporte de carga, elevación de carga (montacargas), entre otros, el panorama es alentador, ahora con la oferta y demanda, incentivos de los gobiernos, se podrá migrar de combustible. Ante la urgencia mundial de disminuir los efectos de gases invernadero, se han suscrito convenios mundiales, se vienen desarrollando importantes avances en almacenamiento y transporte del hidrógeno, y se habla de un hidrógeno generado por renovables, todo esto resulta necesario para que el hidrógeno sea artífice del cambio, variando su producción de combustibles fósiles a una producción “verde”.

El hidrógeno no es una fuente directa de energía, sino un portador de ella, es por eso que se le conoce como vector. Puede ser producido por diversas técnicas, en las cuales intervienen diversas fuentes de energía. Históricamente, la producción se ha centralizado en las fuentes de energías fósiles. Sin embargo, gracias a esta característica, también ofrece nuevas vías para valorizar las fuentes de energía renovables mediante variadas formas de producción, sabiendo que el componente más usado en esta transformación es la electricidad nuestras perspectivas se centran en hidrógeno producido a través de electricidad renovable.

Hidrógeno y electricidad, ambos portadores de energía, son agentes complementarios en la transición energética, por ello tiene el potencial de valorizar las energías renovables, canalizando su producción total o sus excedentes, gestionando una manera de almacenaje alternativa y llevarla a sectores que de otro modo sería muy difícil llegar.

No cabe duda de que el hidrógeno será parte de los esfuerzos de mitigación de emisiones en las próximas décadas. El análisis de la hoja de ruta de energías renovables

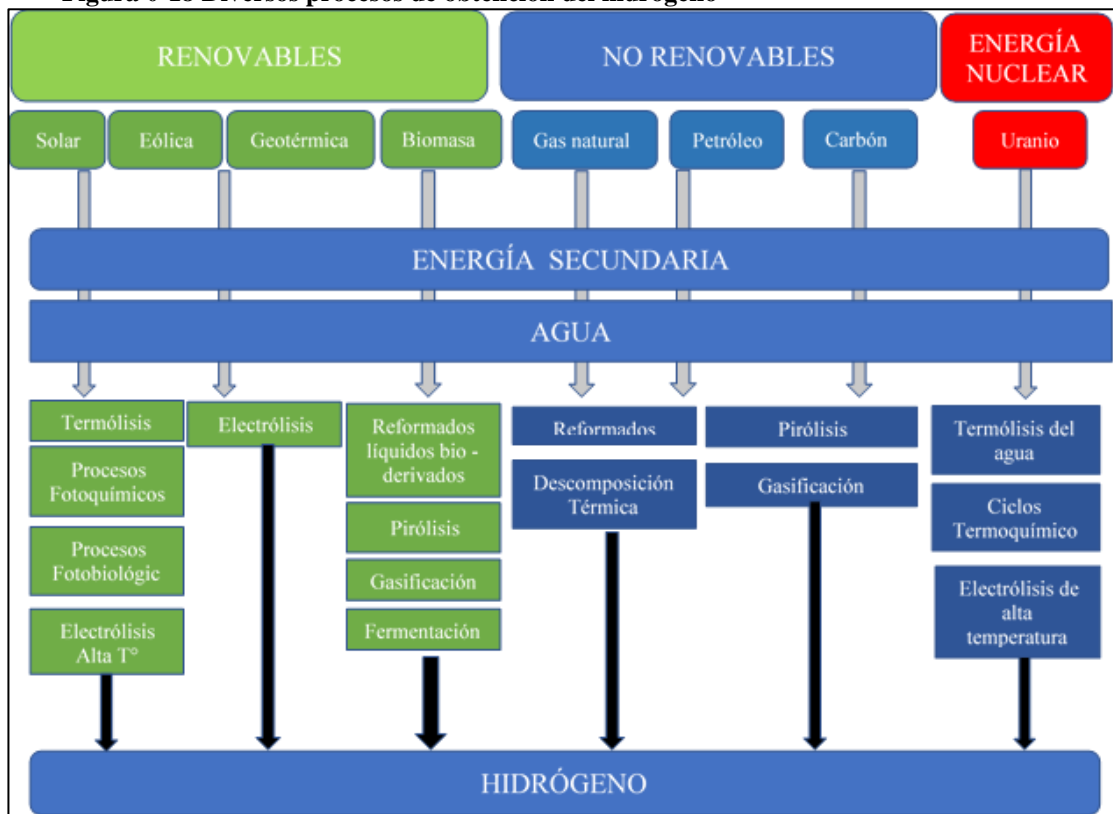
⁴⁰ García G (Junio, 2021) ¿Toyota contra la ciencia? El Mirai de hidrógeno recorre más de 1.000 km con una sola carga. <https://www.hibridosyelectricos.com/articulo/actualidad/hidrogeno-toyota-ciencia-mirai-recorre-mas-1000-km-sola-carga/20210601120213045600.html>

(REmap41) de IRENA indica una participación de hidrógeno del 6% del consumo total de energía final para 2050 (IRENA, 2019a42), mientras que el Consejo del Hidrógeno en su hoja de ruta sugiere que se puede lograr una participación del 18% para 2050 (Consejo de Hidrógeno, 2017). Si bien el uso actual de hidrógeno tiene una relevancia directa limitada para la transición energética, ha dado como resultado una amplia experiencia en el manejo del hidrógeno.

2.7. Tipos de Producción de Hidrógeno

Actualmente existen varios métodos de producción de hidrógeno, donde se utilizan diversas fuentes de energía primaria. Ya sea energía renovable, no renovable (o limitada), y/o nuclear, adicionando una energía secundaria y agua, se puede obtener el hidrógeno, como se muestra en la siguiente figura. Dentro de los tipos de producción se tiene:

Figura 0-18 Diversos procesos de obtención del hidrógeno



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2021.

41 Global energy transformation: The REmap transition pathway (Background report to 2019 edition). International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

42 Global energy transformation: A roadmap to 2050 (Full report, 2019 edition). International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

a. Termólisis: Cuando se refiere al proceso de termólisis, se debe entender que se “rompe” la unión molecular del hidrógeno asociada al agua o hidrocarburo, mediante calor como fuente externa. Esta ruptura de la molécula se llama disociación y se realiza en un único paso utilizando una fuente externa de calor ($T > 2500\text{ °C}$). Esta temperatura es uno de los grandes inconvenientes (por la infraestructura costosa que implica), puesto conseguir la disociación razonable de las moléculas, necesariamente implica llegar al pico de temperatura, sumado al de poseer un método adecuado de separación del hidrógeno y el oxígeno obtenidos, evitando así una atmósfera explosiva⁴³.

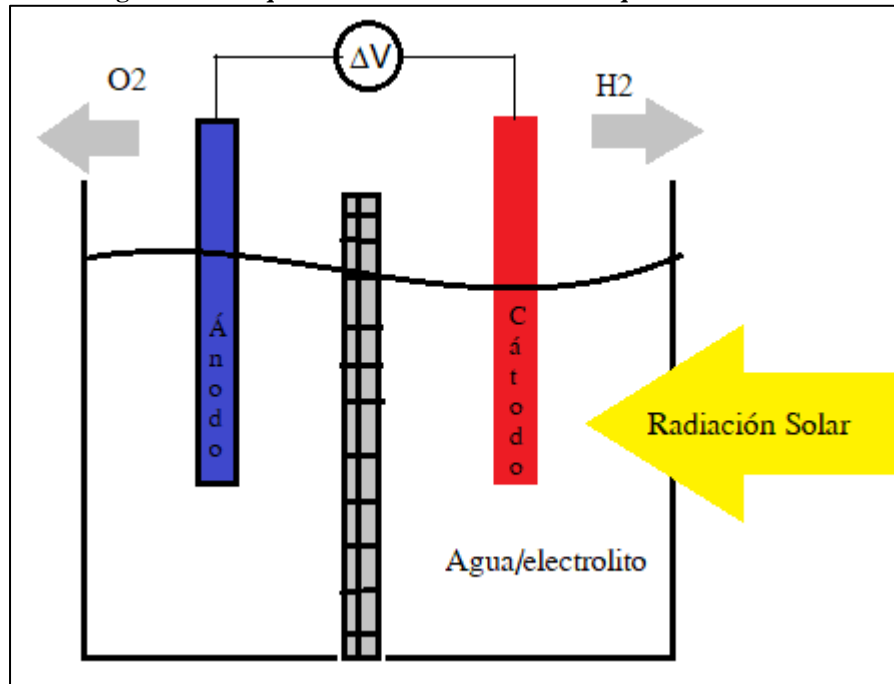
Los procesos termoquímicos son similares, puesto necesitan la aplicación de una fuente de calor externa adicionando químicos para reacciones endotérmicas y exotérmicas, para la disociación de las moléculas, esta fuente de calor aplicada es menor, fluctúa entre 300 °C y 900 °C , y se realiza en etapas escalonadas, sin embargo, la eficiencia es menor.

b. Procesos Fotoquímicos: La fotoelectroquímica, es en un método de generación de hidrógeno que parte de la disociación de agua por medios electrolíticos. El electrodo que es un semiconductor entrega parte de la energía eléctrica para llevar a cabo el proceso, al ser sometido a la radiación solar. El electrodo que actúa como cátodo es iluminado mediante radiación solar. Asimismo, al estar conectado al ánodo cierra el circuito eléctrico. Ambos electrodos están inmersos en agua⁴⁴, el proceso genera la entrega de H_2 y O_2 .

⁴³ Fernández R. E. (2007) “Revisión Bibliográfica sobre la Producción de Hidrógeno Solar Mediante Ciclos Termoquímicos. 1era. Edición Editorial CIEMAT.

⁴⁴ Plou J., Durán P, Peña J (Diciembre, 2014) Perspectiva sobre la producción de hidrógeno por métodos emergentes basados en energía solar y de alta temperatura. https://digital.csic.es/bitstream/10261/110635/1/BoletinGEC_034_art3.pdf.

Figura 0-19 Esquema de una celda fotoelectroquímica



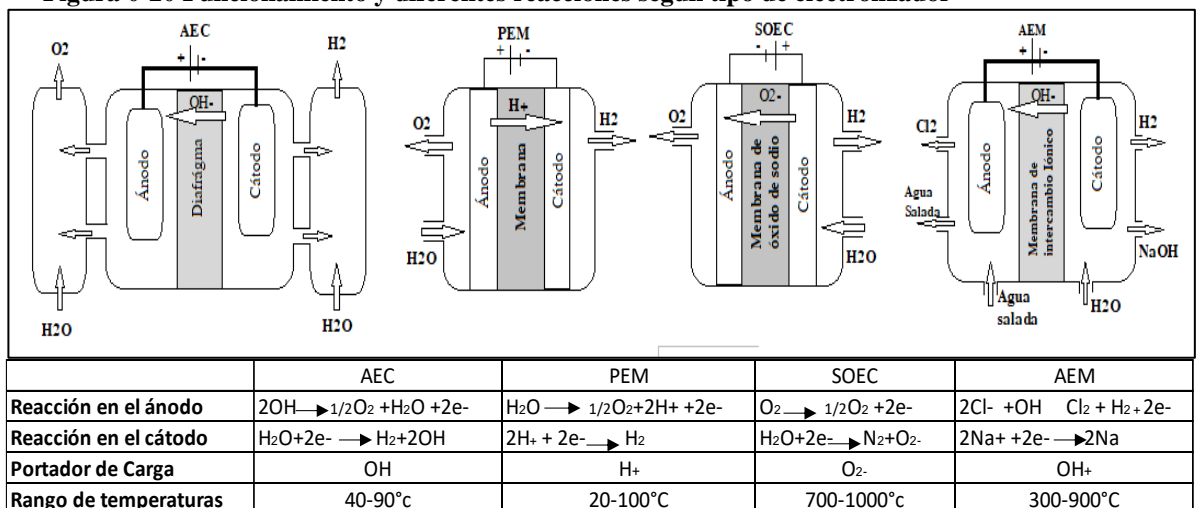
Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2021.

c. Procesos Fotobiológicos: Este proceso está aún en etapa experimental, es interesante, pues mezcla una sencillez en la producción, sin procesos tan complejos, pero su baja tasa de producción y la fase experimental todavía denota un trabajo de largo plazo. Según nos indica el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE 2020), el proceso de producción de hidrógeno fotobiológico utiliza microorganismos y luz solar para convertir el agua, y a veces materia orgánica, en hidrógeno. Esta es una vía tecnológica a más largo plazo en las primeras etapas de la investigación, que tiene un potencial a largo plazo para la producción sostenible de hidrógeno con un bajo impacto ambiental. En los sistemas biológicos fotolíticos, los microorganismos, como las microalgas verdes o las cianobacterias, utilizan la luz solar para dividir el agua en iones de oxígeno e hidrógeno. Los iones de hidrógeno pueden combinarse a través de rutas directas o indirectas y liberarse como gas hidrógeno. Los desafíos para esta vía incluyen bajas tasas de producción de hidrógeno y el hecho de que la división del agua también produce oxígeno, que inhibe rápidamente la reacción de producción de hidrógeno y puede ser un problema de seguridad cuando se mezcla con hidrógeno en ciertas concentraciones. Los investigadores están trabajando para desarrollar métodos que permitan a los microorganismos producir hidrógeno durante períodos de tiempo más largos y aumentar la tasa de producción de hidrógeno.

d. Electrólisis: La electrólisis es el proceso mediante el cual se genera la ruptura molecular mediante una corriente eléctrica, específicamente mediante la aplicación de un voltaje, generando la disociación de las moléculas del agua (H_2O) en H_2 y O_2 , las cuales son liberadas en estado gaseoso. Este proceso se realiza mediante un dispositivo conocido como electrolizador, el cual transforma la electricidad en energía química, en casos específicos también interviene la energía térmica en el proceso al variar la temperatura ambiente.

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA2020), considera que el desarrollo de esta tecnología ha evolucionado en mayor escala en la última década, básicamente se tienen algunos procesos o métodos de electrólisis, unos con mayor madurez que otros, depende básicamente del tipo de membrana que usa, se distinguen las siguientes variantes: electrolizadores de celdas alcalinas (AEC), las membranas de intercambio protónico (PEM), de estado sólido o alta temperatura (SOEC), las membranas de intercambio aniónico (AEM), la primera es la que se ha consolidado más en desarrollo, por requerir un capital menor relativo en comparación a las otras, dado que evita el uso de metales nobles.

Figura 0-20 Funcionamiento y diferentes reacciones según tipo de electrolizador



Fuente: Autores de esta tesis a partir del Libro de hidrógeno, Fundación Naturgy (2020)

Elaboración: Autores de esta tesis.

La electrólisis se puede generar tanto a temperatura ambiente como a temperaturas elevadas, en cuyo caso, en lugar de agua, lo que se tiene es vapor.

e. Electrolizadores de celdas alcalinas (AEC): Esta es el electrolizador más usado a la fecha (con materia prima de agua), los electrolizadores alcalinos actualmente

han alcanzado mayor madurez y relativo bajo costo en comparación con las otras tecnologías. Sin embargo, las características del electrolito usado, dan una respuesta lenta a la inyección de energía, limitando su eficacia a la reacción electroquímica, por ende, su baja producción en densidad de H₂. Sin embargo, posee 3 dificultades, la primera es su baja densidad de corriente en las celdas, la tasa de producción de hidrógeno es mínima, implica que el arranque del electrolizador no funciona rápidamente, su tiempo de respuesta es lento, esto es crucial para las intermitencias de las energías renovables y la presión de operación es baja.

f. Electrolizador de membranas de intercambio iónico (PEM): Es la segunda tecnología más utilizada y desarrollada dentro de los procesos de electrólisis, esta menos desarrollada que la tecnología de AEC. Sin embargo, también posee ventajas interesantes, por ejemplo, es más compacta, tiene alta eficiencia de sus celdas al recibir alta densidad de corriente y posee la capacidad de producir hidrógeno comprimido debido a su presión de operación. El arranque es rápido, por ende, es más flexible, su principal desventaja es el alto costo de sus celdas por los componentes y materiales usados (entre 3 a 4 veces más), se espera que al 2050, los costos de inversión necesarios para la tecnología PEM, sean muy similares a la AEC (Agencia Internacional de Energía, 2019), esto marcará la diferencia en su uso.

g. Electrolizadores de estado sólido o alta temperatura: Los electrolizadores de óxido sólido tienen una manera de producción distinta de hidrógeno a lo convencional mencionado, el agua reacciona en el cátodo, donde genera gases de hidrógeno, junto con iones de oxígeno, generalmente funcionan a rangos de temperatura altos de 650°C a 1000°C. En este método la ventaja es que requiere una entrada de energía eléctrica menor, la energía total que se requiere para la disociación, bien sea de agua o de vapor, disminuye conforme aumenta la temperatura. Es por ello que la electrólisis del vapor puede producir hidrógeno con una potencia eléctrica menor que la que se requiere para el caso del agua a temperaturas inferiores.

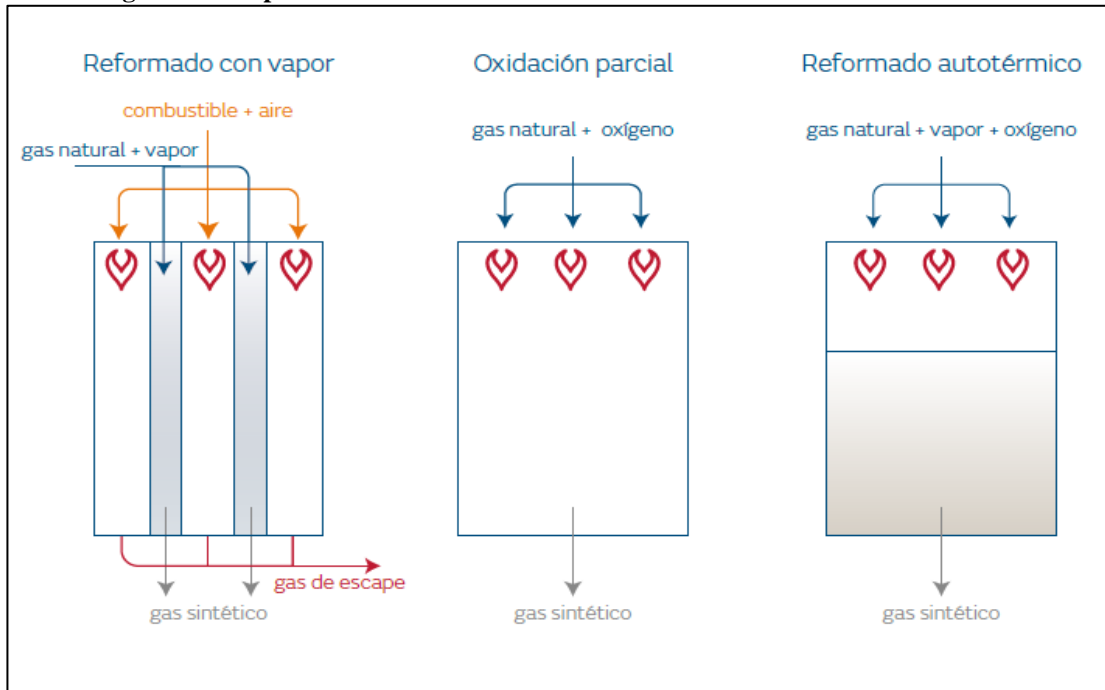
h. Biomasa: Según la Fundación Naturgy (2020), es considerada una fuente para producir hidrógeno renovable, puesto que proviene de materia orgánica de diversos tipos, la cual durante su crecimiento capturó dióxido de carbono de la atmósfera, y a la hora de la combustión, sólo devuelve este mismo dióxido al ambiente, las sumas de

emisiones netas son considerada neutra. Para pasarlo a la categoría de hidrógeno verde, se tendría que realizar la captura del dióxido de carbono (muy parecido al proceso del reformado del gas natural). La diversidad de biomásas que se puede utilizar es muy extensa, tanto por su composición, como por su origen. Los métodos de producción de hidrógeno también son variados, se tiene desde la gasificación de las biomásas, donde se requiere que la biomasa tenga tendencia a estar seca, si es una biomasa más húmeda se recomienda otros procesos, como la biodigestión, la fermentación, que darán como sub productos el biogás y fertilizantes líquidos, si reducimos la presencia de oxígeno, se puede producir mediante la pirólisis, uno de los inconvenientes actuales es el poco desarrollo de la tecnología, la generación de cenizas y alquitrán durante la gasificación (el cual se controla mediante procesos, diseño o uso de aditivos), otro desafío es reducir los costos de inversión, sin embargo a pesar de ello, no se descarta su crecimiento, puesto es abundante la biomasa a nivel mundial y tiene carácter renovable.

i. Reformado del gas: Según la Agencia Internacional de la Energía (IRENA,2018), en la actualidad es el principal proceso de obtención hidrógeno, debido a las grandes reservas mundiales, bajo coste de la molécula y la composición misma del gas natural. Extraer hidrógeno del gas natural, se le conoce como reformado. En el proceso de reformado se descompone el metano para obtener hidrógeno (H₂) y los óxidos de carbono (CO y CO₂) como subproductos. Este proceso requiere primero altas temperaturas, segundo un catalizador (normalmente en base a níquel) y tercero un agente oxidante (puede ser agua u oxígeno), de acuerdo al oxidante utilizado, se puede catalogar el proceso de producción (ver figura a continuación). Muy al margen del oxidante que se utilice, este proceso da resultado un Hidrógeno no puro, que es purificado de acuerdo a las exigencias del cliente y/o el uso que se vaya a dar. Adicional al dióxido obtenido del reformado, hay que considerar el dióxido que se genera durante la quema del gas natural para obtener la temperatura necesaria del proceso⁴⁵. Con este resultado, la producción de hidrógeno es sumamente contaminante en emisiones de gases de efecto invernadero, por lo cual surge la necesidad de capturar el carbono, a fin de paliar el efecto de su producción.

⁴⁵ En el Libro Hidrógeno de la fundación Naturgy, hace referencia que un tercio del gas natural usado en el proceso es utilizado en la combustión para alcanzar las temperaturas de reformado, estima que por cada tonelada de hidrógeno producida se emiten de 9-11 toneladas de dióxido de carbono, una cifra por sí devastadora, ya que la producción anual de Hidrógeno por este método bordea los 630 millones de toneladas. (Pag50-51).

Figura 0-21 Tipos de reformadores



Fuente y elaboración: Libro de hidrógeno, Fundación Naturgy (2020)

La presencia de CO₂ durante el proceso es muy alta, aproximadamente el 25% del volumen total, básicamente el 75% de CO₂ se produce pre-combustión y el 25% restante durante la combustión, las diferentes formas de captura de CO₂, es económicamente rentable realizarlo en la pre-combustión, puesto es mayor su concentración, en procesos post-combustión la captura es más difícil y costosa. Un gran desafío de la captura, es que este CO₂ no debe ser liberado al medioambiente durante 100 años, lo cual dificulta su almacenamiento, aunque existen casos de éxito muy marcados, como la de la Refinería de Valero (Estados Unidos), donde utilizan el dióxido de carbono capturado, para la recuperación mejorada de petróleo, o la planta de Alberta (Canadá), que inyecta a formaciones salinas para su almacenamiento, el éxito de esta captura es la no liberación del dióxido de carbono, por al menos 100 años. Estos tipos de producción, nos introducen a la convención mundial de catalogar al hidrógeno de acuerdo a su tipo de obtención con colores, por ejemplo, el obtenido con el reformado sin captura es “hidrógeno gris”, y si realiza la captura se denomina “hidrógeno azul”.

j. Pirólisis: La pirólisis del metano es un tipo de tecnología que permite descomponer el metano, sin la utilización de un agente oxidante, en hidrógeno y carbón. Este proceso requiere la generación de muy altas temperaturas que fluctúan entre 800-1200°C. Este proceso está en fase de desarrollo, lo interesante es que el carbón generado

es capturado en forma pura (por diversos procesos) y ser utilizado en una variedad de aplicaciones, dentro de la catalogación de colores a este hidrógeno producido, se le conoce como “hidrógeno turquesa”.

A continuación, se presenta un resumen de las fuentes de energía con sus respectivos colores de hidrógeno:

Tabla 0-5 Catalogación de color de hidrógeno de acuerdo con su fuente energía

Color	Fuente de Energía	Proceso Asociado
Verde	Renovable	Sin emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI), aprovecha energías renovables para electricidad, proceso más desarrollado es la electrólisis.
Gris	Fósil	Emisión CO y CO ₂ al ambiente, el proceso más utilizado y desarrollado en la actualidad, Reformado de Gas
Azul	Fósil	Captura del CO ₂ , almacenamiento 100 años, GEI debajo del promedio, normalmente en la combustión, proceso más común reformado con captura de CO ₂ .
Turquesa	Fósil	Captura de carbón, utilización en diversas aplicaciones, tecnología en desarrollo, se espera grandes avances, proceso utilizado Pirólisis.
Rosado	Nuclear	Utiliza procesos de calor, se le considera neutro, procesos utilizados son ciclos termoquímicos y electrólisis a alta temperatura.

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2021.

De acuerdo con lo desarrollado, se puede ver que esta tecnología no es nueva, pero está disfrutando de un impulso sin precedentes en todo el mundo y finalmente podría iniciar el camino para alcanzar su potencial de larga data como una solución de energía limpia en reemplazo de las energías fósiles, siempre y cuando la energía secundaria provenga de energías renovables. Para esta incluidos en esta oportunidad, los gobiernos deben tomar medidas ambiciosas y reales, como lo vienen realizando muchos, incluso poniéndolo como política de estado (ejemplo en Sudamérica es Chile), estas acciones deben darse ahora identificado las oportunidades inmediatas más prometedoras para proporcionar un trampolín para el futuro.

2.8. El futuro del Hidrógeno Verde y Políticas de Promoción en el Mundo

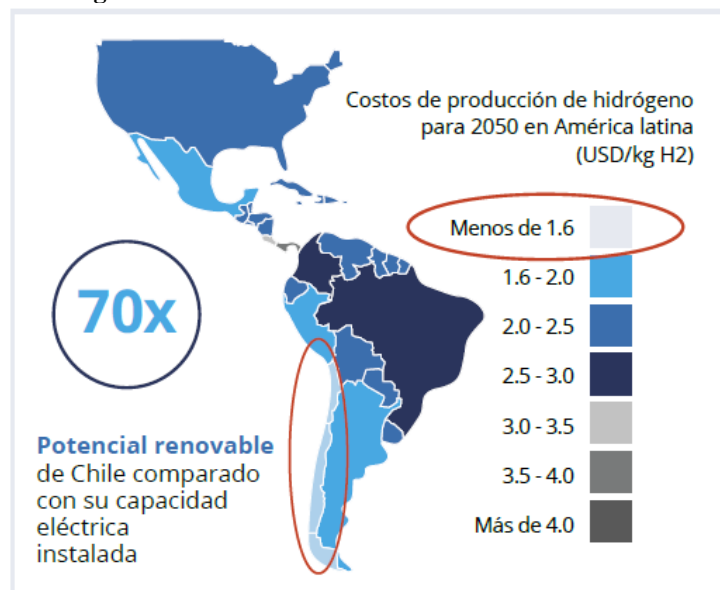
De acuerdo con lo mencionado anteriormente, la economía del hidrógeno no tendrá un desarrollo igual y uniforme en todo el mundo, las metodologías de producción y usos que serán favorables en diferentes regiones serán enfocados en sus respectivas necesidades, sus recursos naturales y el desarrollo de su industria. Se va a necesitar una abundante variedad de soluciones tecnológicas como políticas para asegurar que esta

economía, así como la confiabilidad y resiliencia de los futuros sistemas de energía, sean lo más eficientes para una determinada región.

2.8.1. *Perspectiva en Latinoamérica*

El hidrógeno es muy versátil, ya que sus aplicaciones se pueden dar en casi todos los sectores de consumo de energía. En el caso de Latinoamérica el desafío consistirá en identificar la convergencia y sinergia entre políticas y programas para explotarlos. La estrategia de hidrógeno existente (2020) en Chile contiene los grandes y ambiciosos objetivos de descarbonización que el poder ejecutivo junto a la academia se ha ido planteando desde el 2015, entre ellos el ser el principal exportador de hidrógeno a Europa, Asia y Estados Unidos. Debido al gran potencial de aprovechamiento de energía renovable (solar y eólica) que existe en todo Sudamérica, en especial al sur de esta que comprende a Perú, Chile y Argentina, Chile ha proyectado costos de producción de hidrógeno verde que rondan los 1.6 USD/Kg para el año 2050, lo cual es altamente competitivo, pudiendo incluso, de ser favorable el impulso de las renovables en la región, alcanzar estos costos con más anticipación.

Figura 0-22 Potencial renovable en Latinoamérica



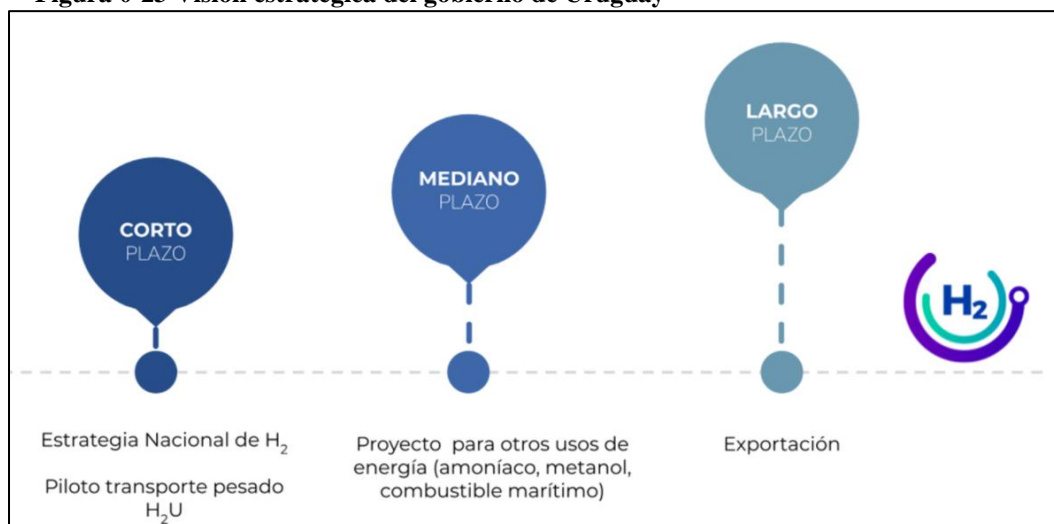
Fuente y elaboración: Hidrógeno verde en México: El potencial de la transformación. GIZ (2021)

Continuando con el caso de Chile, el cual sirve para observar los pasos de implementación de políticas efectivas de promoción del hidrógeno verde en la región, se puede distinguir la idea de descarbonización planteada desde el 2015 con su política energética (70% de la matriz que sea renovable para el 2050), reforzada posteriormente

en el 2018 con la hoja de ruta energética planteada por el gobierno de turno y una actualización de dicha política en el 2020 que llegó acompañada de la Estrategia de Hidrógeno Verde. Se aprecia una intención política marcada que supo pasar los gobiernos y produce estabilidad al inversionista para continuar con la propuesta y desarrollo de proyectos. Esta política se fundamenta principalmente por el apoyo a la producción, uso y exportación de este vector energético, en el desarrollo social y territorial, en desarrollo académico incentivando la transferencia de conocimiento e innovación disruptiva, así como el fortalecimiento institucional con regulación y normatividad acertada.

Países como Colombia, Brasil y Uruguay se encuentran en proceso de elaboración de sus estrategias nacionales de hidrógeno y se espera se encuentren listas en un corto plazo. En el primer panorama de su estrategia⁴⁶, Uruguay ha establecido como visión exportar hidrógeno y productos que puedan ser elaborados a partir de este. Para esto se está analizando una estrategia conjunta con diferentes países como Países Bajos, Alemania o Japón. Este parece ser el camino que optará Latinoamérica como se puede ver en la siguiente figura:

Figura 0-23 Visión estratégica del gobierno de Uruguay



Fuente y elaboración: Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde. Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay.

⁴⁶ <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/politicas-y-gestion/estrategia-nacional-hidrogeno-verde> La visión desde el Gobierno es ir generando capacidades y experiencia de forma gradual. Paralelamente, se busca avanzar en una estrategia nacional de H₂ verde y acompañar en la adecuación de la normativa de seguridad y ambiental. Se piensa en la exportación a largo plazo.

2.8.2. *Perspectiva en Europa y Estados Unidos*

La economía del hidrógeno deberá desarrollarse gradualmente: ya existen algunos proyectos iniciales y surgirán más, creando una demanda local que conducirá al desarrollo de una infraestructura central europea dedicada al hidrógeno que facilitará la conexión entre el suministro, el almacenamiento y la demanda. Por lo tanto, la infraestructura preparada para el hidrógeno surgirá en paralelo con el aumento de la oferta y la demanda y dará lugar a una necesidad cada vez mayor de transportar, almacenar e importar volúmenes de hidrógeno a gran escala. De acuerdo con GIE (Gas Infrastructure Europe)⁴⁷, se espera que esta infraestructura muestre progresivamente las características de un monopolio natural y, por lo tanto, el marco regulatorio apropiado debe derivarse de una evaluación dinámica regular de las condiciones de monopolio natural de una situación de mercado específica.

El mercado esperado del hidrógeno líquido se encuentra todavía en una fase muy temprana y para que funcione debe ocurrir en paralelo a la construcción de suficiente infraestructura de hidrógeno. El enfoque principal en este período de inicio debería estar en los incentivos apropiados para las inversiones en la construcción de la infraestructura de hidrógeno.

Para el caso de Estados Unidos, uno de los estados más preocupados por el medio ambiente es California, ha desplegado una gran cantidad de vehículos con celdas de combustible por millón de personas en el mundo. Con 8600 FCEV en carreteras y 42 estaciones de carga, California se sitúa en foco de aplicaciones de hidrógeno en el sector transporte en el mundo. Todo ello es porque el estado ha brindado amplios incentivos para fomentar este desarrollo, como, por ejemplo:

Tabla 0-6 Incentivos de promoción de H2 verde en California, EE. UU.

FCEV	Proyectos H2
Proyecto de reembolso de vehículos limpios de California <i>Reembolsos de hasta 5.000 USD por compra o alquiler</i>	Estándar de combustible bajo en carbono (Junta de Recursos del Aire de California) <i>Créditos de cumplimiento para proveedores, basados en la eficiencia de su combustible.</i>

⁴⁷ “Regulation of Hydrogen Infrastructure, GIE Position Paper” Se describe los beneficios de la infraestructura de gas para integrar el hidrógeno

FCEV	Proyectos H2
Calcomanía CAV (Clean Air Vehicle) <i>Autoriza el uso de carriles para vehículos de alta ocupación a vehículos de un solo ocupante.</i>	Crédito para refinerías con hidrógeno renovable (programa piloto) <i>Créditos de cumplimiento para proveedores, basados en la cantidad de carbono en el hidrógeno que consumen</i>
Aparcamiento gratuito en hoteles participantes <i>Los hoteles participantes en CA ofrecen aparcamiento gratuito y/o libre de pago (EV y PHEV) en sus instalaciones para usuarios de ZEV's</i>	Estándar de combustible renovable <i>Ingresos de crédito para el suministro y venta de combustibles renovables para proveedores de combustibles</i>

Fuente: Hidrógeno Verde en México: El potencial de la transformación (2021).

Elaboración: Autores de esta tesis.

Para la EU, los temas de desarrollo de hidrógeno surgen principalmente por los avances en su marco regulatorio de promoción de estas tecnologías, tomando como referencia el despliegue del gas natural en la región. El futuro marco regulador del hidrógeno, inspirado en los principios que sustentan el mercado interior de la energía para el gas y la electricidad, también debería tener en cuenta las etapas de desarrollo y las particularidades del mercado del hidrógeno. La experiencia del gas natural subraya la necesidad de varios principios regulatorios a nivel de la UE, de acuerdo con GIE, desde el principio para desarrollar un mercado de hidrógeno funcional en Europa, tales como:

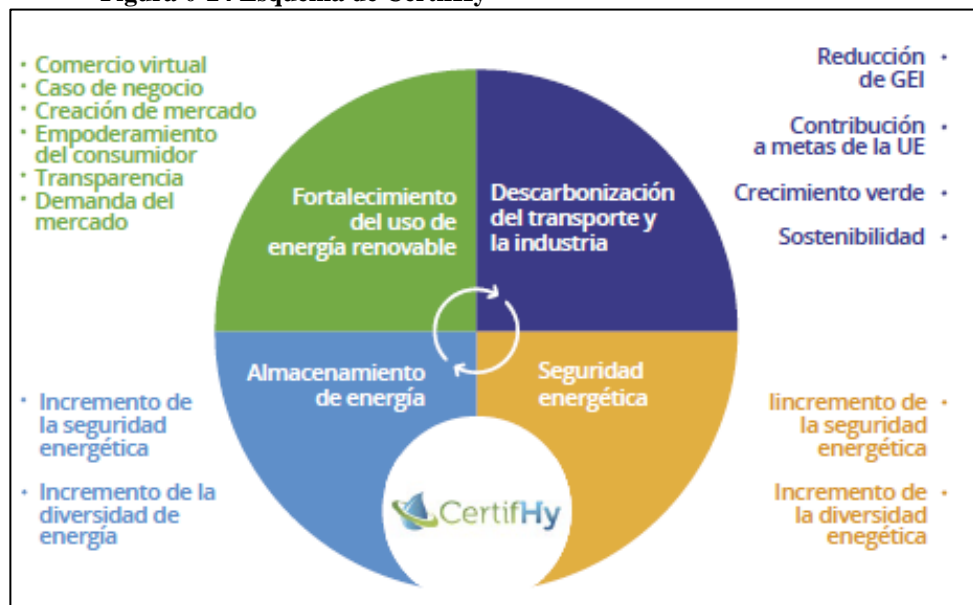
- Acceso de terceros
- Separación de actividades integradas verticalmente
- Reglas de no discriminación
- Transparencia.

Es necesario que haya un marco regulatorio flexible, ya que el desarrollo no es uniforme en cada rincón de Europa, así como la creación de demanda y la necesidad de del uso del hidrógeno, y se debe evitar la regulación excesiva, de lo contrario, el aumento del mercado se estancará o no se materializará. Es necesario establecer el nivel adecuado de regulación para garantizar la confianza de los inversores y respaldar la aceleración del mercado en un plazo breve. Esta flexibilidad regulatoria para la infraestructura de hidrógeno es necesaria, hasta que el mercado haya madurado hasta

cierto nivel, teniendo también en cuenta a los usuarios del sistema como consumidores domésticos e industriales.

La creación de CertifHy, un sistema pionero en el mundo que garantiza el origen del H2 verde con bajas emisiones, es parte del Green Deal europeo que tiene como objetivos el empoderar a los clientes y permitirles informarse para tomar una decisión, así como mejorar los negocios de creación de oferta de H2 verde ya que los inversionistas se sentirán tranquilos ante el aumento de demanda generado por esta política, y finalmente cumplir con los grandes objetivos de descarbonización planteados. El esquema de este sistema de garantías se puede observar en la siguiente imagen:

Figura 0-24 Esquema de CertifHy



Fuente y elaboración: Hinicio (2018)

2.8.3. Efectos Socioeconómicos de la Economía del Hidrógeno

El desbloqueo de barreras para el desarrollo del hidrógeno genera potenciales implicaciones que se basan principalmente en la generación de empleo tanto en nuevos trabajos que requieran nuevos conocimientos técnicos como en trabajos existentes de construcción, operación y mantenimiento, entre otros. El desarrollo de infraestructura que es requerida para reacondicionar un sistema necesita personas con conocimientos técnicos en gas y petróleo lo cuales serán necesarios en la transición energética y generará un perfeccionamiento de habilidades y una adaptación de gran magnitud en el resto del mundo. Se requerirán nuevos puestos de trabajo en sectores asociados como

en aviación, químicos y producción, lo que generarán nuevas oportunidades de desarrollo social.

2.8.4. Políticas en Acción

A medida que el costo del hidrógeno renovable disminuye con el tiempo, más y más aplicaciones serán factibles sin el apoyo de políticas monetarias. De acuerdo con la fase de crecimiento de mercado del llamado Hydrogen Act⁴⁸, a partir de 2035, el hidrógeno será cada vez más competitivo y el apoyo a las políticas se puede ver reducido a temas como la transparencia sobre el contenido de carbono y el origen geográfico del hidrógeno.

En el estudio “Path to hydrogen competitiveness - a cost perspective”⁴⁹ se predice que el hidrógeno se volverá competitivo antes de lo que a menudo se piensa en aplicaciones con costos que alcanzan para el año 2030 una paridad con alternativas bajas en carbono. Por ejemplo, este será el caso de camiones pesados en minería de tajo abierto, autos para largo recorrido y carretillas elevadoras (Hydrogen Council, 2020).

De acuerdo con este estudio, se espera que para el 2035 se alcance un punto de inflexión, a partir del cual se pueda producir hidrógeno a un precio en el que la mayoría de las aplicaciones sean competitivas con las alternativas fósiles más el impuesto al carbono. Si el hidrógeno se puede producir de manera competitiva, el sistema de tarifas y el sistema de subastas pueden ser reemplazados por un sistema de mercado potencialmente combinado con subastas, y varios productos y servicios basados en hidrógeno se comercializarán en múltiples mercados.

Ante ello, los países están enfatizando diferentes ambiciones para el hidrógeno en el corto plazo:

⁴⁸ “Hydrogen Act: Towards the Creation of the European Hydrogen Economy. Hydrogen Europe (2021). La Ley del Hidrógeno (Hydrogen Act) se centra en los aspectos de la infraestructura y el mercado, y describe tres fases de desarrollo: la fase de arranque, la fase de aceleración y la fase de crecimiento del mercado.

⁴⁹ “Path to Hydrogen competitiveness – A cost perspective. Hydrogen Council (2020). Este informe proporciona una base de pruebas sobre el camino hacia la competitividad de costes de 40 tecnologías de hidrógeno utilizadas en 35 aplicaciones.

Tabla 0-7 Enfoques de los países con estrategias nacionales de hidrógeno.

Países / Región	Enfoque	Pasos a seguir
Japón y Corea del Sur	Desarrollar economías de hidrógeno	En Corea del Sur, el gobierno está explorando la generación de energía central junto con el uso de celdas de combustible por sistemas descentralizados en hogares y edificios y ha establecido objetivos ambiciosos. Corea del Sur aspira a ser un líder mundial de vehículos propulsados por hidrógeno y se centra en posibles mercados de exportación.
Australia	Exportación de hidrógeno	Australia es un importante exportador de energía, y la estrategia australiana se centra más en la producción y exportación de hidrógeno al tiempo que considera su propio uso en el transporte, centrándose en el transporte pesado y de larga distancia, y la producción a gran escala de amoníaco limpio.
Europa	Descarbonizar los sectores industriales y de transporte	El objetivo principal del uso de hidrógeno limpio en Europa es descarbonizar la industria, aunque también se apunta al transporte. Alemania: Industrias química, petroquímica, siderúrgica y vehículos pesados. Francia: Busca ser un productor clave de electrolizadores. Holanda, Desarrollo de una infraestructura de hidrógeno para conectar a los diferentes usuarios. España y Portugal se están centrando en la producción y el consumo interno de hidrógeno renovable, con objetivos de exportación a más largo plazo.
Chile y Canadá	Producir, consumir y exportar hidrógeno limpio	Chile y Canadá apuntan a desarrollar la oferta y la demanda locales, antes de considerar la exportación a mediano plazo. Chile: su objetivo inmediato es reemplazar el amoníaco importado con amoníaco verde producido localmente y el hidrógeno gris con hidrógeno verde en las refinerías de petróleo. Canadá, ve oportunidades a corto plazo en el transporte, donde ya se encuentran disponibles aplicaciones maduras de uso final y la preparación de la tecnología es alta.

Fuente: “Working Paper – National Hydrogen Strategies” publicado por la World Energy Council, 2021.
Elaboración: Autores de esta tesis.

2.8.5. Formación de Políticas

Para proporcionar una descripción general de las opciones políticas e identificar las recomendaciones básicas, el IEA (International Energy Agency)⁵⁰ identifica cinco áreas para la acción política del hidrógeno:

a. Oportunidades inmediatas para el hidrógeno con bajas emisiones de carbono

⁵⁰ “Hydrogen in Latin America: From near-term opportunities to large-scale deployment”. Recomendaciones para que los responsables de la formulación de políticas en América Latina aprovechen el potencial del hidrógeno bajo en carbono en la región

Descarbonización de la producción actual

En países como Chile, Argentina, Colombia, Brasil, entre otros, la existente demanda de hidrógeno podría ser el punto de partida inicial para desplegar el hidrógeno con bajas emisiones de carbono. Puede ser un campo de pruebas para que las nuevas tecnologías reemplacen la actual producción con bajas alternativas en carbono y de esta manera pueda desbloquear los usos del hidrógeno hacia nuevas aplicaciones. Por ejemplo, en Trinidad y Tobago, se espera que para el 2024 el proyecto NewGen produzca alrededor de 27 kt-H₂/año a partir de la electrólisis del agua, para reemplazar en una planta de amoníaco un porcentaje de la producción a partir de gas natural.

Creación de nueva demanda

En países donde no hay una producción considerable de hidrógeno, los proyectos de prueba deben considerar la producción de hidrógeno y su uso, de modo que podrían enfocarse en las aplicaciones más fáciles de lograr y aquellas con un potencial de largo plazo, como flotas de vehículos (por ejemplo, el piloto de AdAstra en Costa Rica), reemplazar las importaciones de amoníaco (por ejemplo, el proyecto HyEx en Chile) o proporcionar electricidad renovable estable. (por ejemplo, el proyecto RenewStable en Barbados).

Tabla 0-8 Oportunidades y Acciones Regulatorias.

Países / Región	Oportunidad	Políticas y Acciones Regulatorias
Refinería de Petróleo	Modernizar (o construir una nueva) producción basada en gas natural con CCUS. Reemplazar las compras de hidrógeno comercial, o parte de la producción en el sitio, con hidrógeno de electricidad baja en carbono.	Estándares de combustibles bajos en carbono Obligaciones de combustibles renovables Incentivos fiscales Impuestos sobre el combustible Fijación de precios del carbono Apoyo público para CAPEX / OPEX
Producción de Químicos	Para la producción de amoníaco: reequipar (o construir nueva) la producción de hidrógeno con CCUS. Mezclar hidrógeno electrolítico en la producción existente a base de gas natural.	Etiquetas / certificación de fertilizantes con bajo contenido de carbono Incentivos fiscales Fijación de precios del carbono Apoyo público para CAPEX / OPEX

Países / Región	Oportunidad	Políticas y Acciones Regulatorias
Industria del Acero	Modernizar las instalaciones de hierro con CCUS o inyecte hidrógeno electrolítico en la producción existente a base de gas natural. Mezclar hidrógeno electrolítico mediante inyección en altos hornos.	Etiquetas / certificación de acero con bajo contenido de carbono Esquemas de contratación pública con bajas emisiones de carbono Subvenciones / financiación I + D + i Incentivos fiscales Fijación de precios del carbono Apoyo público para CAPEX / OPEX
Transporte	El hidrógeno podría ayudar a descarbonizar los modos de transporte donde la electrificación directa no es una opción. Los automóviles y autobuses pueden contribuir a la demanda de hidrógeno a corto plazo, mientras que los camiones y el transporte marítimo son una posible demanda a gran escala a largo plazo.	Mandatos ZEV (zero-emissions vehicle) Esquemas de contratación pública ZEV Impuestos diferenciados de matriculación de vehículos Estándares de combustibles bajos en carbono Subsidios a la compra directa o esquemas de apoyo para construir infraestructura de reabastecimiento de combustible Cargos portuarios diferenciados y tarifas de tránsito (envío)

Fuente: “Hydrogen in Latin America: From near-term opportunities to large-scale deployment” publicado por la IEA, 2021.

Elaboración: Autores de esta tesis.

b. Esquemas de financiamiento e inversión.

La parte gubernamental puede también apoyar directamente proyectos, a través de la creación de fondos de apoyo que brinden financiamiento en condiciones óptimas, o mediante bancos nacionales de desarrollo, que ya han desempeñado roles cruciales en el despliegue de tecnologías de energía limpia y cadenas de suministro locales. Los bancos de desarrollo se encuentran apoyando estudios de factibilidad y procesos de elaboración de hojas de ruta en toda la región, por ejemplo, el BID en Chile, Paraguay Uruguay, Costa Rica y Colombia. Estos pueden contribuir con el financiamiento de pequeños proyectos piloto, en particular aquellos relacionados con el hidrógeno de baja emisión de carbono procedente de la electrólisis,

c. Investigación y desarrollo

Es importante promover el desarrollo de nueva tecnología y el incentivo de la innovación como un enfoque temprano para que a largo plazo el hidrógeno tenga mayor presencia en los sistemas energéticos de América Latina.

En el corto plazo, se deben promover los proyectos piloto y de I + D debido a su capacidad para crear sinergias donde diferentes gobiernos, entidades, agentes unen fuerzas para desarrollar soluciones que correspondan con las necesidades, capacidades y desarrollo particular de cada región, esto en el mediano y largo plazo también reducirá los costos y permitirá la adopción de nuevas tecnologías.

Los gobiernos y grupos promotores de hidrógeno pueden jugar un papel crítico en las fases iniciales, conectando empresas e instituciones interesadas en desarrollar usos y producción de hidrógeno en sus actividades, como se está haciendo actualmente en Uruguay y Colombia.

Durante la próxima década, la inversión total en el suministro de hidrógeno con bajas emisiones de carbono alcanza los USD 14 mil millones⁵¹. Las mayores participaciones de esta inversión se encuentran en Oriente Medio y América Latina. El hidrógeno electrolítico es una opción prometedora en muchos casos, especialmente en países que tienen algunos de los mejores recursos solares del mundo, en el cual Chile está emergiendo como un sitio prometedor para la inversión en hidrógeno.

d. Estándares y certificación

Se debe garantizar que los consumidores potenciales de este nuevo vector energético conozcan y acepten estas nuevas tecnologías por lo que se hace necesario que existan estándares, garantías de origen y los esquemas de certificación de bajas emisiones de carbono como eslabón estratégico entre las estructuras de incentivos y el surgimiento de mercados reales para un uso más amplio del hidrógeno. La idea es convertirlo en un producto atractivo para los consumidores que buscan reducir las emisiones y obtener acceso a los mercados internacionales emergentes de hidrógeno de bajas emisiones de carbono y productos derivados.

e. Colaboración a nivel de la región e internacional.

Los gobiernos de Latinoamérica deben colaborar internacionalmente para asegurar que el hidrógeno no se desarrolle en nichos, aislado de desarrollos globales, ya que esto

⁵¹ IEA (2021), Financing Clean Energy Transitions in Emerging and Developing Economies.

evitaría que se beneficien de importantes mejoras tecnológicas y desbloqueen oportunidades para el comercio internacional.

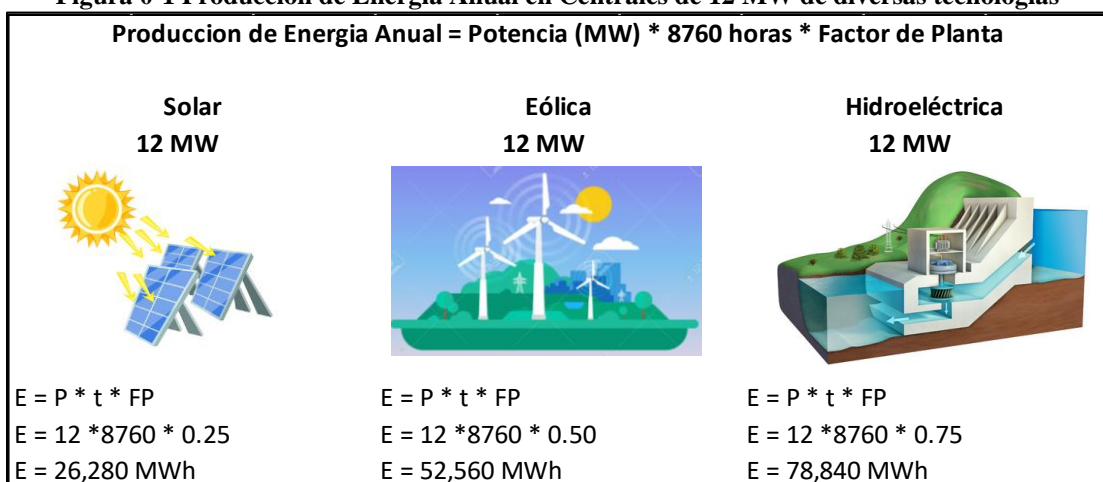
En todas estas áreas, la clave del éxito será centrarse en oportunidades de menor costo y a corto plazo que se basen en las políticas, la infraestructura, las habilidades, la geografía y la demanda existente de hidrógeno.

CAPÍTULO III. ANÁLISIS DEL MERCADO DE GENERACIÓN RENOVABLE NO CONVENCIONAL (RNC) EN EL SUR DEL PERÚ Y SU POSIBLE CONTRIBUCIÓN PARA LA GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

En este capítulo se analizará el potencial actual del mercado de generación en base a fuentes renovables no convencionales en el Perú de tal manera que se pueda seleccionar la mejor tecnología que nos sirva de fuente primaria para la generación de hidrogeno verde.

Como se observa, en la siguiente figura, se sabe que aun cuando se tiene la misma capacidad instalada en las diferentes tecnologías de las centrales renovables no convencionales, según sea el caso, no se logra producir la misma cantidad de energía en el periodo de un año, y esto se debe al Factor de Planta diferenciado que posee cada tecnología. Siendo las Centrales de generación con Tecnología Eólica que presentan un mejor factor de planta por delante de las de Tecnología Solar y solo por detrás de la de Tecnología Hidroeléctrica RNC(<20MW).

Figura 0-1 Producción de Energía Anual en Centrales de 12 MW de diversas tecnologías



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2021.

Pasando a analizar el factor de planta de las ultimas centrales RNC que han ingresado en las subastas RER en el Perú, se muestra la siguiente figura, donde se

observa que las Centrales Eólicas logran alcanzar mejores Factores de Planta en comparación con las Centrales Solares, es el caso por ejemplo de la Central Eólica Parque Nazca (Wayra I) que alcanzó un factor de planta del 52%. No obstante, el factor de planta de las centrales de generación solo es uno los criterios técnicos, que se utilizan para la selección del tipo de tecnología a emplear en un proyecto, de la misma manera también se deben tener en cuenta los criterios sociopolíticos, económicos y ambientales.

Tabla 0-1 Factores de Planta de las Centrales RER de la 4ta Subasta en Perú

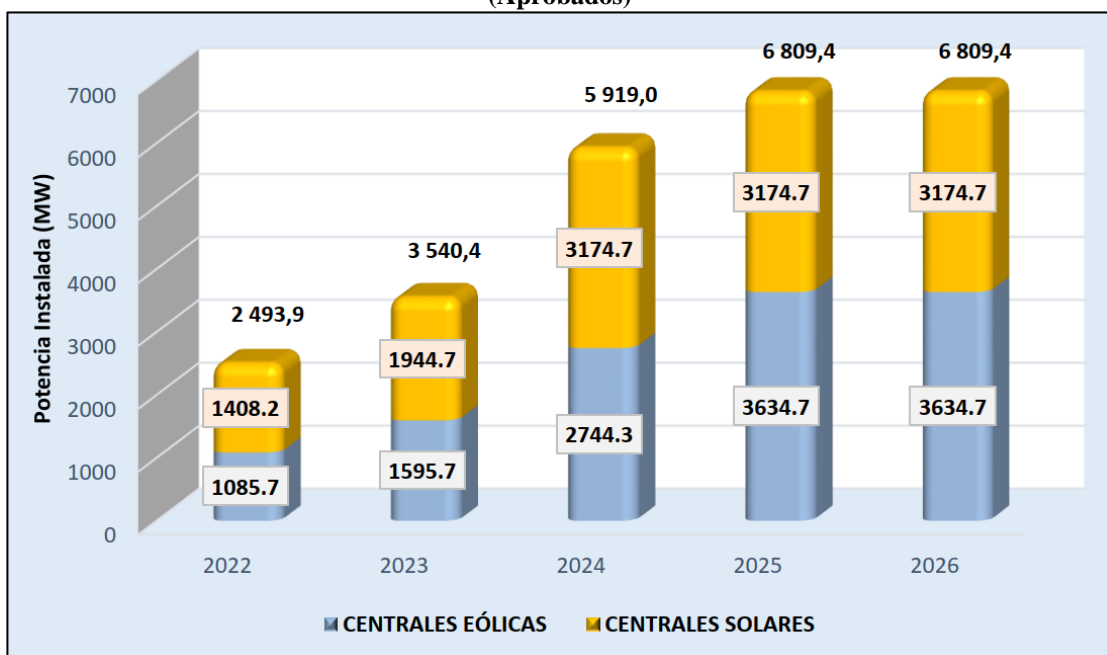
Tecnología	Proyecto	Capacidad (MW)	Energía Adjudicada	Factor de Planta
			(GWh/año)	(%)
Biogás	CT Biomasa Callao	2.00	14.50	83%
	CT Biomasa Huaycoloro II	2.00	14.50	83%
Eólica	CE Parque Nazca	126.00	573.00	52%
	PE Huambos	18.00	84.60	54%
	PE Duna	18.00	81.00	51%
Solar	CS Rubí	144.48	415.00	33%
	Intipampa	40.00	108.40	31%
Pequeñas Hidro	CH Rucuy	20.00	110.00	63%
	CH Ayanunga	20.00	131.65	75%
	CH Kusa	15.55	72.53	53%
	CH Alli	14.51	69.32	55%
	CH Hydrika 6	8.90	60.00	77%
	CH Her 1	0.70	4.66	76%
Total		430.14	1739.16	

Fuente: “Acta notarial de adjudicación cuarta subasta de electricidad con recursos energéticos renovables al SEIN” publicado por Osinermin (2016).

Elaboración: Autores de esta tesis.

De otro lado según el Osinermin (2022), en el Perú para el año 2026 la potencia instalada de las centrales de generación no convencional en operación y con EPO's aprobados alcanzaran un considerable incremento en la cuota de generación de energía, siendo importante señalar que solo estarían participando de estas estadísticas las de tecnología Solar con 3,174.7 MW y tecnología Eólica con 3,634.7 MW, tal como se aprecia en la siguiente figura. Con estos datos, con mayor seguridad se puede decir que en los siguientes años existirán y se promoverán cada vez más proyectos de Centrales de generación renovables no convencionales que harán posible la implementación de Plantas de Producción de Hidrogeno Verde.

Figura 0-2 Proyección de la Potencia instalada de proyectos de CGNC en operación y con EPO's (Aprobados)



Fuente y elaboración: “Información Técnica de Proyectos de Centrales de Generación de Energía Eléctrica No Convencional con Estudios de Pre-Operatividad aprobados por el COES” Osinergmin (2022).

Teniendo conocimiento del alto crecimiento de la Potencia instalada de proyectos de CGNC uso de las tecnologías RNC en los siguientes en el Perú, ahora corresponde analizar el potencial de Energías Renovables en el Perú donde según la siguiente tabla, se puede identificar que tanto la fuente solar y fuente eólica lideran la lista como fuentes de renovables no convencionales. De lo cual se puede resaltar nuevamente la alta predominancia de estas dos tecnologías a nivel.

Tabla 0-2 Potencial de Energías Renovables en Perú

Fuente	Potencial técnico aprovechable (MW)	Potencia instalada en el SEIN (MW)	Porcentaje	Aplicación
Hidroeléctrica	69,445.00	4,942.40	7.12%	Electricidad
Solar	25,000.00	285.02	1.14%	Electricidad, Calor
Eólica	20,493.00	375.46	1.83%	Electricidad
Geotérmica	2,859.40	-	0.00%	Electricidad, Calor
Biomasa	450.00	70.90	15.76%	Electricidad

Fuente y elaboración: Schmerler, Daniel; Velarde, José Carlos; Rodríguez, Abel y Solís, Ben (Editores). Energías renovables: Experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética. Publicado por Osinergmin (2019).

De otro lado según el Osinergmin (2022), actualmente existen aprobados en proyectos con Estudios de Pre-Operatividad 3,222.50 MW en 13 parques eólicos que entrarían en operación entre el 2022 al 2025, según la Tabla 3-3. De la misma manera

en cuanto a proyectos de Centrales Solares Fotovoltaicas existen 2,888.40 MW en desarrollo en la misma condición, según la Tabla 3-3.

Tabla 0-3 Estudios de Pre-Operatividad de Centrales Eólicas aprobados por el COES

Ítem	Central Eólica (C.E.)	Potencia Instalada (MW)	Empresa	Ubicación	Puesta en Operación Comercial
1	Punta Lomitas	260.00	Engie Energía Perú S.A.	Ica	2023
2	Pacifico	214.80	Ibereolica Pacifico S.A.C.	Arequipa	2022
3	Actualización San Juan	131.10	Energía Renovable del Sur	Ica y Arequipa	2022
4	Ampliación Punta Lomitas	192.20	Engie Energía Perú S.A.	Ica	2024
5	Wayra Extensión	108.00	Enel Green Power Peru S.A.	Ica	2022
6	Caravelí	219.60	Ibereolica Caravelí S.A.C.	Arequipa	2022
7	Bayóvar	250.00	Fenix Power Perú S.A.	Piura	2023
8	José Quiñones	151.80	Invenergy Peru Wind S.R.L.	Lambayeque	2024
9	La Espinoza	474.60	Sechin Empresa De Generación Eléctrica S.A.	Piura	2024
10	Cerro Chocán	422.40	Norwind S.A.C.	Piura	Etapa I: 2024 Etapa II: 2025
11	Huáscar	300.00	Zeus Energía S.A.C.	Piura	2025
12	Gurango	330.00	SL Energy S.A.C.	Ica	2024
13	Samaca	168.00	Empresa De Generación Eléctrica Las Salinas S.A.	Ica	2025
	TOTAL	3222.50			

Fuente: “Información técnica de proyectos de centrales de generación de energía eléctrica no convencional con estudios de pre operatividad aprobados por el COES”, Osinergmin (2022)
Elaboración: Autores de esta tesis.

Tabla 0-4 Estudios de Pre-Operatividad de Centrales Solares aprobados por el COES

Ítem	Central Solar Fotovoltaica (C.S.F)	Potencia Instalada (MW)	Empresa	Ubicación	Puesta en Operación Comercial
1	Continua Pichu Pichu	60.00	CSF Continua Pichu Pichu S.A.C.	Arequipa	2022
2	Continua Chachani	100.00	CSF Continua Chachani S.A.C.	Arequipa	2022
3	Continua Misti	300.00	CSF Continua Misti S.A.C.	Arequipa	2022
4	Santa Isabel 2	100.00	Prodiel Perú S.A.	Tacna	2023
5	Matarani	80.00	GR Cortarrama S.A.C.	Arequipa	2022
6	San José	179.50	Seguridad Tecnológicas S.A.C.	Arequipa	2022
7	Lupi	150.00	GR Vale S.A.C.	Moquegua	2022
8	Alto de Alianza I	300.00	Atria Energía S.A.C.	Tacna	2024
9	Alto de Alianza II	300.00	Atria Energía S.A.C.	Moquegua	2024
10	Clemesí	116.50	Enel Green Power S.A.	Moquegua	2023
11	San Martín	252.40	Joya Solar S.A.C.	Arequipa	2022
12	Sunilo	120.00	Enel Green Power S.A.	Moquegua	2023
13	Yuramayo	245.00	Empresa de Generación Eléctrica Yuramayo	Arequipa	2024
14	Huarajone	200.00	Continua Energía Positivas S.A.C.	Puno	2023
15	Illa	385.00	Energía Renovable La Joya S.A	Arequipa	2024
	TOTAL	2888.40			

Fuente: “Información técnica de proyectos de centrales de generación de energía eléctrica no convencional con estudios de pre operatividad aprobados por el COES”, publicado por Osinergmin (2022).
Elaboración: Autores de esta tesis.

De lo expuesto anteriormente, considerando los factores como el alto potencial técnico aprovechable, alta proyección de potencia instalada hacia el 2026 que se soportan en los EPO’s aprobados, se puede confirmar que para nuestra selección de tecnología se tendría que evaluar necesariamente entre la de tecnología solar y la de

tecnología Eólica como fuente de energía eléctrica para una Planta de producción de Hidrogeno Verde.

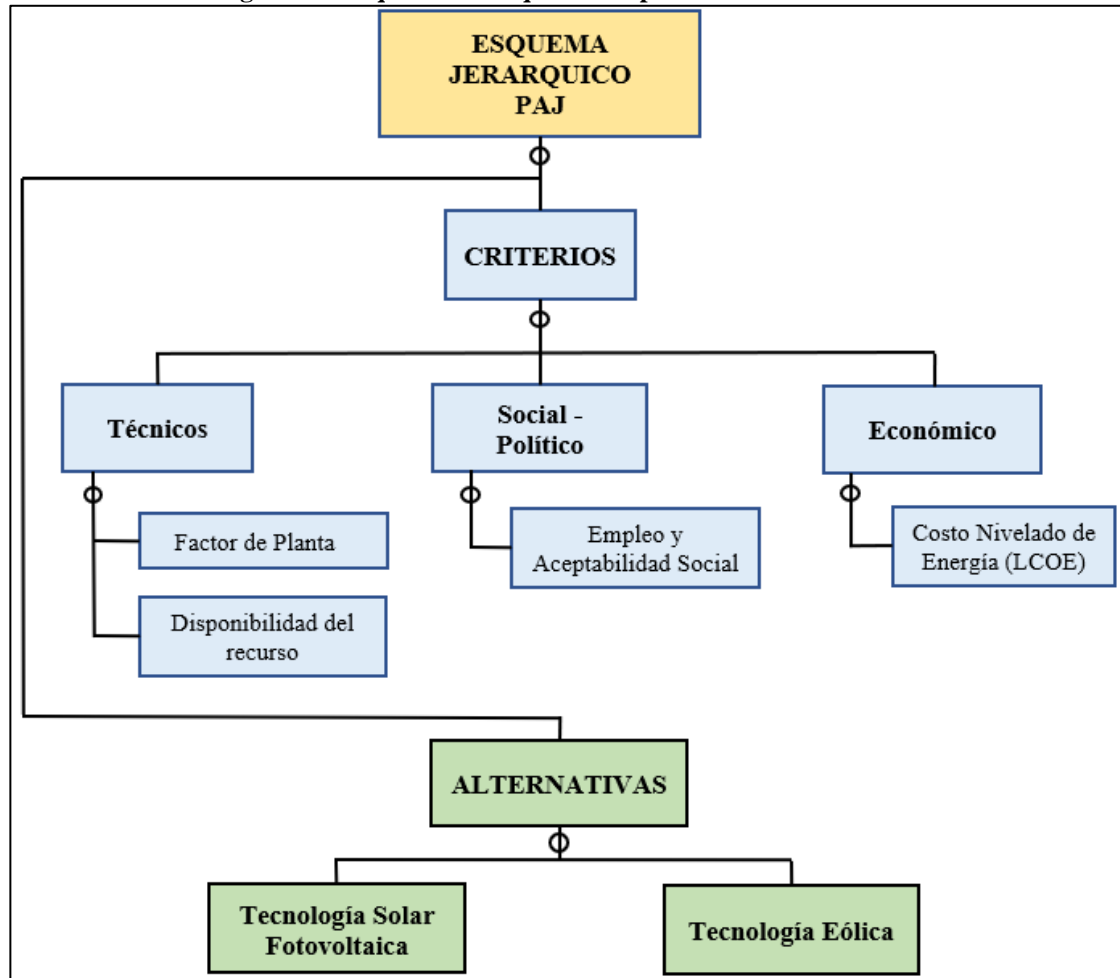
De otro lado, para la selección de la mejor tecnología a emplear, es importante acotar la región del país en donde se desea realizar el análisis, para lo cual se debe tener en cuenta lo descrito en el Capítulo 4 de esta tesis “Análisis Comparativo de la Producción y Usos del Hidrógeno en el Mundo y las alternativas para producirlo en el Perú” donde se concluye y se destacan a las empresas Southern Perú Copper Corporation y Sociedad Minera Cerro Verde cuentan con mayor potencial para implementar proyectos de producción de Hidrogeno Verde en reemplazo de diésel en motores de combustión interna. Con ello en adelante el análisis se centrará en la región sur del Perú.

3.1. Selección de la mejor Tecnología de energía renovable para la producción de Hidrogeno verde, bajo el método del Proceso Analítico Jerárquico.

Para la determinación de la mejor alternativa se utilizara uno de los métodos de decisión multicriterio, el cual es el PAJ (Proceso Analítico Jerárquico) propuesto por Thomas Saaty en 1980, que suele ser una de las metodologías más aplicadas en el sector energético para la toma de decisiones, mediante la aplicación de este método se podrá realizar la selección del tipo de tecnología RNC con el fin de aprovechar esta inagotable fuente de energía primaria para la generación del Hidrogeno Verde como Vector Energético en la Industria Minera del sur del Perú.

Para iniciar con aplicación del PJA es importante contar antes con el Esquema jerárquico que se muestra en la figura a continuación:

Figura 0-3 Esquema Jerárquico a emplearse en el análisis



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis.

El método utiliza matrices de comparación pareadas usando la escala fundamental de la siguiente tabla, donde de la comparación de las diferentes alternativas con los criterios seleccionados da lugar a la matriz de decisión.

Tabla 0-5 Escala fundamental de comparación por pares de Saaty

VALOR	DEFINICIÓN	COMENTARIOS
1	Igual importancia	El criterio A es igual de importante que el criterio B
3	Importancia moderada	La experiencia y el juicio favorecen ligeramente al criterio A sobre el B
5	Importancia grande	La experiencia y el juicio favorecen fuertemente al criterio A sobre el B
7	Importancia muy grande	El criterio A es mucho más importante que el B
9	Importancia extrema	La mayor importancia del criterio A sobre el B está fuera de toda duda
2, 4, 6 y 8	Valores intermedios entre los anteriores, cuando es necesario matizar	

Fuente y elaboración: “Proceso Analítico Jerárquico (Analytic Hierarchy Process, AHP)” El blog de Víctor Yepes - Universidad Politécnica de Valencia (2018).

De otro lado, para realizar la selección de la mejor alternativa es necesario también conocer los valores cuantitativos y cualitativos cada una de ellas respecto a cada criterio de selección elegido, tal como se muestra en la Tabla 3-6.

Tabla 0-6 Tabla de datos

	Factor de Planta ⁵²	Disponibilidad del recurso ⁵³	Empleo y Aceptabilidad Social ⁵⁴	Costo Nivelado de Energía (LCOE) ⁵⁵
Tecnología Solar Fotovoltaica	32%	Muy alto potencial aprovechable	Bueno	US\$38/MWh
Tecnología Eólica	52%	Bajo potencial aprovechable	Bueno	US\$41/MWh

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022.

3.1.1. Proceso Analítico Jerárquico de los Criterios

Respecto los criterios, de la siguiente figura se sabe que se han seleccionado Criterios Técnicos (Factor de Planta y Disponibilidad del recurso), Socio – Políticos (Empleo y Aceptabilidad social) y Económicos (Costo Nivelado de Energía (LCOE)).

Con ello se procede a elaborar la Matriz de comparación de Criterios que se ve en la Tabla 3-7, donde se inicia asignando los valores de la escala fundamental de comparación por pares, según corresponda para cada par de criterios. A continuación, siguiendo la metodología del PAJ se calcula también la matriz normalizada, sumatoria y ponderación para cada uno de los cuatro criterios elegidos.

Tabla 0-7 Matriz de comparación de Criterios

CRITERIOS	Factor de Planta	Disponibilidad del recurso	Empleo y Aceptabilidad Social	Costo Nivelado de Energía (LCOE)	MATRIZ NORMALIZADA				SUMATORIA	PONDERACIÓN (Wi)	%
Factor de Planta	1	1/3	5	3	0.2206	0.1989	0.3125	0.3214	1.0534	0.2633	26%
Disponibilidad del recurso	3	1	7	5	0.6618	0.5966	0.4375	0.5357	2.2316	0.5579	56%
Empleo y Aceptabilidad Social	1/5	1/7	1	1/3	0.0441	0.0852	0.0625	0.0357	0.2276	0.0569	6%
Costo Nivelado de Energía (LCOE)	1/3	1/5	3	1	0.0735	0.1193	0.1875	0.1071	0.4875	0.1219	12%
TOTAL (N)	4.53	1.68	16.00	9.33	1	1	1	1	4		100%

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022.

Luego de obtener la Matriz de comparación de Criterios, para verificar que se ha asignado valores correctos de la escala fundamental en nuestra matriz, se procederá a calcular el Landa Máximo, el Índice de Consistencia (IC) y seleccionar el Índice de Consistencia Aleatoria (ICA), para finalmente hallar la Relación del Índice de

⁵² Valores cuantitativos tomados del tomados como el promedio de los factores de planta de las Centrales Solar-Fotovoltaica y Eólica, de la “Tabla 3-1 Factores de Planta de las Centrales RER de la 4ta Subasta en Perú de esta Tesis.

⁵³ Valores cualitativos tomados de la “Sección 2.1.4. Energías Renovables”.

⁵⁴ Valores cualitativos asignados por los autores de esta tesis en base a las buena aceptación y generación de empleo de las Centrales RER existentes por parte de la población local.

⁵⁵ Valores cuantitativos tomados del Artículo “Actualización del costo nivelado de energía (LCOE) para 1er semestre de 2021” recuperado de <https://www.bloomberg.com/latam/blog/actualizacion-del-costo-nivelado-de-energia-lcoe-para-1er-semester-de-2021/>.

Consistencia (RIC), donde según el método PAJ si se obtiene un valor de RIC menor a 0.10 quiere decir que el nivel de inconsistencia que se tiene es “Aceptable”. Para seleccionar el valor ICA basta con conocer el número de criterios “n” y revisar la Tabla 3-8. En el ejercicio “n” tiene un valor de 4, por lo tanto, le corresponde un ICA de 0.9.

Tabla 0-8 Índice de Inconsistencia Aleatorio

n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ICA	0	0	0.58	0.9	1.12	1.24	1.32	1.41	1.45	1.49

Fuente y elaboración: “Proceso Analítico Jerárquico (Analytic Hierarchy Process, AHP)” El blog de Víctor Yepes - Universidad Politécnica de Valencia (2018).

Tabla 0-9 Cálculo de la Relación del Índice de Consistencia

Landa Max	$\sum(N*Wi)$	4.18
Índice de Consistencia (IC)	$(Landa\ Max-n)/(n-1)$	0.06
Índice de Consistencia Aleatoria (ICA)	Según tabla	0.9
Relación del Índice de Consistencia (RIC)	IC/ICA	0.07
	RIC<0.10	ACEPTABLE

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022.

Luego de los cálculos mostrados en la Tabla 3-9, se obtiene finalmente una RIC de 0.07, por lo tanto, nuestro nivel de nivel de inconsistencia es “Aceptable”.

3.1.2. Proceso Analítico Jerárquico de las Alternativas

De igual manera respecto a las alternativas, se puede saber que se han propuesto para análisis solo la Tecnología Solar Fotovoltaica y la Tecnología Eólica por los motivos expuestos al inicio del presente capítulo.

Con ello se procede a elaborar la Matriz de comparación de alternativas para cada criterio que se ve en la Tabla 3-10, donde de igual manera se asignan los valores de la escala fundamental de comparación por pares, según corresponda para cada par de alternativas respecto al criterio evaluado. A continuación, siguiendo la metodología del PAJ se calcula también la matriz normalizada, sumatoria y finalmente el promedio para cada uno de los cuatro criterios elegidos.

Tabla 0-10 Matriz de comparación de Alternativas




Factor de Planta	ALTERNATIVAS	Tecnología Solar Fotovoltaica	Tecnología Eólica	MATRIZ NORMALIZADA		SUMATORIA	PROMEDIO Factor de Planta
	Tecnología Solar Fotovoltaica	1	1/5	0.17	0.17	0.3333	0.1667
Tecnología Eólica	5	1	0.83	0.83	1.6667	0.8333	
TOTAL (N)	6.00	1.20	1.00	1.00	2.00	1.00	
Disponibilidad del recurso	ALTERNATIVAS	Tecnología Solar Fotovoltaica	Tecnología Eólica	MATRIZ NORMALIZADA		SUMATORIA	PROMEDIO Disponibilidad del recurso
	Tecnología Solar Fotovoltaica	1	7	0.88	0.88	1.7500	0.8750
Tecnología Eólica	0	1	0.13	0.13	0.2500	0.1250	
TOTAL (N)	1.14	8.00	1.00	1.00	2.00	1.00	
Empleo y Aceptabilidad Social	ALTERNATIVAS	Tecnología Solar Fotovoltaica	Tecnología Eólica	MATRIZ NORMALIZADA		SUMATORIA	PROMEDIO Empleo y Aceptabilidad Social
	Tecnología Solar Fotovoltaica	1	1	0.50	0.50	1.0000	0.5000
Tecnología Eólica	1	1	0.50	0.50	1.0000	0.5000	
TOTAL (N)	2.00	2.00	1.00	1.00	2.00	1.00	
Costo Nivelado de Energía (LCOE)	ALTERNATIVAS	Tecnología Solar Fotovoltaica	Tecnología Eólica	MATRIZ NORMALIZADA		SUMATORIA	PROMEDIO Costo Nivelado de Energía (LCOE)
	Tecnología Solar Fotovoltaica	1	3	0.75	0.75	1.5000	0.7500
Tecnología Eólica	0	1	0.25	0.25	0.5000	0.2500	
TOTAL (N)	1.33	4.00	1.00	1.00	2.00	1.00	

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis.

3.1.3. Elaboración de la Tabla de Resultados

Para finalizar el proceso Analítico Jerárquico PAJ, se debe elaborar la Tabla de Resultados donde los datos de entrada son los valores de ponderación de la Tabla 3-7 “Matriz de comparación de Criterios” y los valores de promedios de la Tabla 3-10 “Matriz de comparación de Alternativas” y el productos o dato de salida de esta tabla es la Priorización que realmente nos ayudara a determinar cuál es la mejor alternativa.

Tabla 0-11 Tabla de Resultados del PAJ

CRITERIOS	PROMEDIO Factor de Planta	PROMEDIO Disponibilidad del recurso	PROMEDIO Empleo y Aceptabilidad Social	PROMEDIO Costo Nivelado de Energía (LCOE)	PRIORIZACIÓN	%
Tecnología Solar Fotovoltaica	0.1667	0.8750	0.5000	0.7500	0.651896128	 65%
Tecnología Eólica	0.8333	0.1250	0.5000	0.2500	0.348103872	 35%
PONDERACIÓN	0.2633	0.5579	0.0569	0.1219	1	 100%

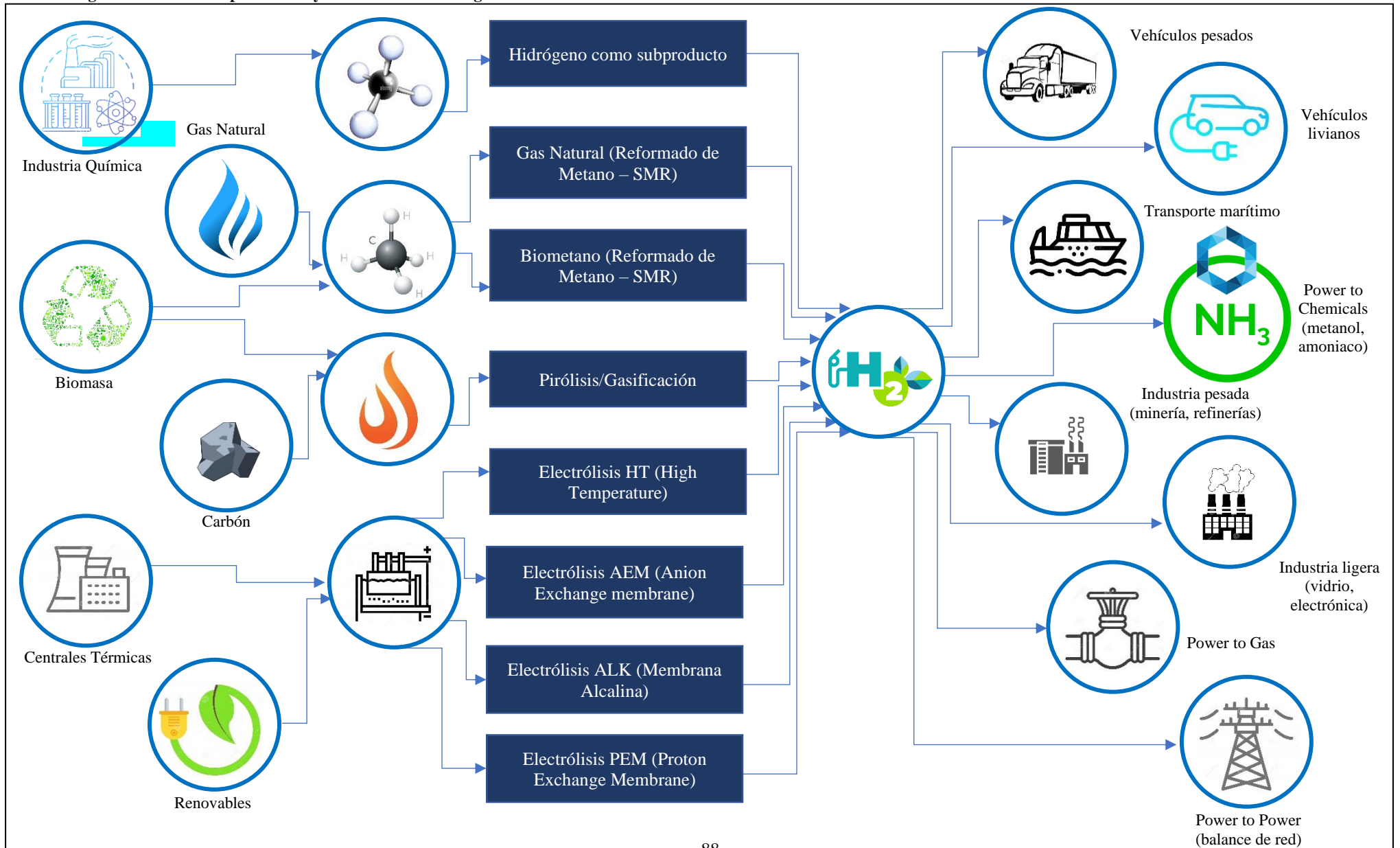
Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022.

Finalmente, de los resultados de Priorización del método del PAJ mostrados en la Tabla 3-11, se puede determinar que la mejor alternativa, es aplicar la Tecnología Solar Fotovoltaica como fuente de energía eléctrica para el Proyecto de la planta de producción de Hidrogeno verde.

CAPÍTULO IV. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA PRODUCCIÓN Y USOS DEL HIDRÓGENO COMO COMBUSTIBLE EN MINERÍA Y LA VIABILIDAD PARA PRODUCIRLO EN EL PERÚ

En este capítulo corresponde efectuar una comparación de las alternativas de producción y usos del hidrógeno a nivel mundial y las alternativas que como país se pueden replicar para su producción y sus usos finales. Para esto, en primer lugar, se efectuará un esquema resumen donde se detalle las diferentes formas de producción de hidrógeno y sus usos finales a nivel mundial:

Figura 0-1 Formas de producción y usos finales del hidrógeno a nivel mundial



4.1. Hidrógeno verde como combustible en minería

4.1.1. Análisis de la viabilidad de utilizar hidrógeno verde en la minería de Chile

En primer lugar, se efectuará el análisis del caso chileno respecto a la aplicación del hidrógeno verde en la minería y la alternativa de aplicación en el Perú.

De acuerdo con Jiménez F. (2020), en Chile existe un mercado potencial bastante amplio para el uso del hidrógeno verde. Se considera que el hidrógeno puede reemplazar al diésel en motores de combustión interna, empero, su industria se encuentra expandida en muchas empresas como se detalla a continuación:

Tabla 0-1 Participación porcentual sector minero chileno

Empresa	Participación %
Codelco	31
BHP	16
Antofagasta Minerals	13
Anglo American	11
Glencore	11
Rio Tinto	5
Lundin Mining	3
Mantos Copper	2
Teck	2
First Quantum	2
KGHM	2
Freeport McMoran	1
Barrick	1

Fuente y elaboración: Extraído de “Evaluación Técnica y Económica del uso de hidrógeno verde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de combustible fósil” (Jiménez, F. 2020: 48).

De acuerdo con lo mostrado en la tabla anterior, Codelco es la empresa que cuenta con mayor % de participación en el sector minero de Chile⁵⁶, por lo cual Jiménez F. (2020) propone producir hidrógeno verde que podría reemplazar el 20% del diésel mediante la generación de 32 000 toneladas anuales de hidrógeno verde. Para esto Jiménez F. (2020) plantea los siguientes parámetros para el caso de la empresa minera Codelco:

Tabla 0-2 Parámetros y valores propuestos para el caso de una planta de producción de hidrógeno verde en Chile

Parámetro	Valor
Fuente de energía	Planta fotovoltaica
Capacidad instalada	600 MW

⁵⁶ Para el año 2020 la producción de minerales metálicos de la empresa estatal Codelco fue de 1618 miles TMF (tonelada métrica de contenido fino), mientras que el resto de empresas privadas tuvieron una producción de 3962 miles TMF. Esto muestra el gran impacto que tiene Codelco en el sector minero y en la economía chilena (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2021).

Parámetro	Valor
Factor de planta	35%
Producción de Hidrógeno verde	32 000 (ton/año)

Fuente y elaboración: Extraído de “Evaluación Técnica y Económica del uso de hidrógeno verde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de combustible fósil” (Jiménez, F. 2020: 48).

4.1.2. Análisis de la viabilidad de utilizar hidrógeno verde en la minería de Perú

A continuación, corresponde realizar el análisis del porcentaje de participación de las empresas mineras en el Perú y aquellas localizadas en el sur principalmente. En las siguientes tablas se muestra la participación porcentual de las empresas existentes en el sector minero según su producción anual de mineral durante el 2020:

Tabla 0-3 Participación porcentual según la producción anual de cobre en Perú

Empresa minera	% participación en el sector
Southern Perú Copper Corporation Sucursal del Perú	19.7
Compañía Minera Antamina S.A.	18.4
Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	18.0
Minera las Bambas S.A.	14.5
Minera Chinalco Perú S.A.	9.4
Compañía Minera Antapaccay S.A.	8.8
Hudbay Perú S.A.C.	3.4
Otros	7.6

Fuente: Anuario Minero 2020 (Reporte Estadístico) del Ministerio de Energía y Minas de Perú, 2021.

Elaboración: Autores de esta tesis.

Tabla 0-4 Participación porcentual según la producción anual de oro en Perú

Empresa minera	% participación en el sector
Minera Yanacocha S.R.L.	12.1
Compañía Minera Poderosa S.A.	9.4
Minera Aurífera Retamas S.A.	5.6
Shahuindo S.A.C.	5.1
Compañía Minera Ares S.A.C.	5
Consorcio Minero Horizonte S.A.	4.9
Gold Fields La Cima S.A.	4.2
Otros	53.6

Fuente: Anuario Minero 2020 (Reporte Estadístico) del Ministerio de Energía y Minas de Perú, 2021.

Elaboración: Autores de esta tesis.

Tabla 0-5 Participación porcentual según la producción anual de zinc en Perú

Empresa minera	% participación en el sector
Compañía Minera Antamina S.A.	36.8
Nexa Resources Perú S.A.A.	7.5
Volcan Compañía Minera S.A.A.	7.5
Empresa Minera Los Quenuales S.A.	5.9
Sociedad Minera El Brocal S.A.A.	4.5
Compañía Minera Chungar S.A.C.	4.3
Catalina Huanca Sociedad Minera S.A.C.	3.2
Otros	30.3

Fuente: Anuario Minero 2020 (Reporte Estadístico) del Ministerio de Energía y Minas de Perú, 2021.

Elaboración: Autores de esta tesis.

Tabla 0-6 Participación porcentual según la producción anual de plata en Perú

Empresa minera	% participación en el sector
Compañía Minera Antamina S.A.	15.2
Compañía de Minas Buenaventura S.A.A.	9.9
Compañía Minera Ares S.A.C.	7.5
Minera Chinalco Perú S.A.	6.5
Southern Perú Copper Corporation Sucursal del Perú	6.4
Volcan Compañía Minera S.A.A.	6.1
Sociedad Minera el Brocal S.A.A.	4.3
Otros	44.2

Fuente: Anuario Minero 2020 (Reporte Estadístico) del Ministerio de Energía y Minas de Perú, 2021.

Elaboración: Autores de esta tesis.

Tabla 0-7 Participación porcentual según la producción anual de plomo en Perú

Empresa minera	% participación en el sector
Sociedad Minera el Brocal S.A.A.	11.4
Compañía Minera Chungar S.A.C.	8.4
Volcan Compañía Minera S.A.A.	7.3
Sociedad Minera Corona S.A.	6.3
Compañía de Minas Buenaventura S.A.A.	5.7
Nexa Resources Perú S.A.A.	5.6
Empresa Minera Los Quenuales S.A.	5.6
Otros	49.7

Fuente: Anuario Minero 2020 (Reporte Estadístico) del Ministerio de Energía y Minas de Perú, 2021.

Elaboración: Autores de esta tesis.

Tabla 0-8 Participación porcentual según la producción anual de hierro en Perú

Empresa minera	% participación en el sector
Shougang Hierro Perú S.A.A.	97.1
Minera Shouxin Perú S.A.	2.9

Fuente: Anuario Minero 2020 (Reporte Estadístico) del Ministerio de Energía y Minas de Perú, 2021.

Elaboración: Autores de esta tesis.

Tabla 0-9 Participación porcentual según la producción anual de molibdeno en Perú

Empresa minera	% participación en el sector
Southern Peru Copper Corporation Sucursal del Perú	44.3
Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	27.5
Compañía Minera Antamina S.A.	11.1
Minera Las Bambas S.A.	9.8
Hudbay Perú S.A.C.	3.7
Minera Chinalco Perú S.A.	3.5

Fuente: Anuario Minero 2020 (Reporte Estadístico) del Ministerio de Energía y Minas de Perú, 2021.

Elaboración: Autores de esta tesis.

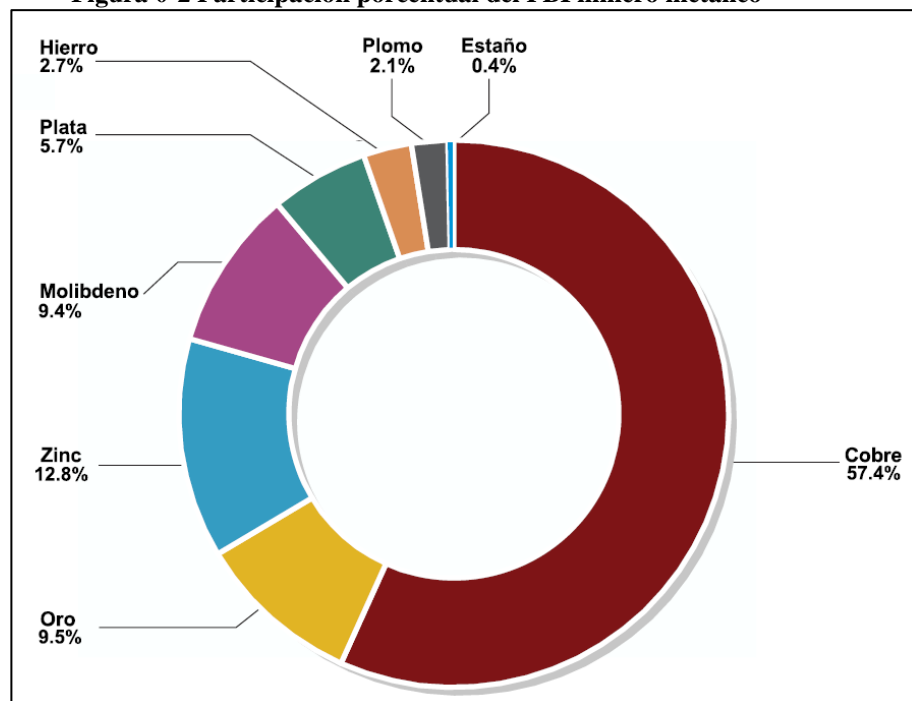
Según las tablas anteriores, se puede apreciar que la mayor contribución en la producción de los principales metales del país la tienen: Southern Perú Copper Corporation (producción de molibdeno y cobre); Compañía Minera Antamina S.A. (producción de plata y zinc); Sociedad Minera El Brocal S.A.A. (producción de plomo,

zinc y plata); Minera Yanacocha S.R.L. y Compañía Minera Poderosa S.A. (producción de oro). Asimismo, Shougang Hierro Perú S.A.A. es el mayor productor de hierro (97.1%); mientras que, Minsur S.A. es la única empresa productora de estaño del país.

De acuerdo con el Anuario Minero 2020 del Ministerio de Energía y Minas, Perú se posiciona a nivel mundial como líder en reservas de plata, segundo lugar con las mayores reservas de cobre y molibdeno, tercero en cuanto a reservas de plomo, y quinto en reservas de oro y zinc. Además, ocupa el primer lugar en reservas de oro, plata, plomo y molibdeno, el segundo puesto en reservas de zinc y cobre, y la tercera posición en reservas de estaño, a nivel latinoamericano (Anuario Minero, 2020).

En línea con lo descrito anteriormente, la participación del PBI Minero metálico por tipo de producto, se tomará como referencia para determinar cual tiene un mayor aporte a la economía peruana. Para este caso, de acuerdo con el Anuario Minero 2020 del Ministerio de Energía y Minas, el cobre cuenta con una participación del 57.4% del total de PBI minero metálico, mientras que el zinc y oro representan el 12.8% y 9.5%, respectivamente.

Figura 0-2 Participación porcentual del PBI minero metálico



Fuente y elaboración: Anuario Minero 2020 (Reporte Estadístico) del Ministerio de Energía y Minas de Perú, 2021.

Por lo tanto, para la presente tesis se recomienda tomar en cuenta la participación de las empresas productoras de cobre del país, considerando aquellas que se ubican en la zona con mayor potencial renovable y con mejor radiación solar:

Tabla 0-10 Empresas mineras productoras de cobre según su localización

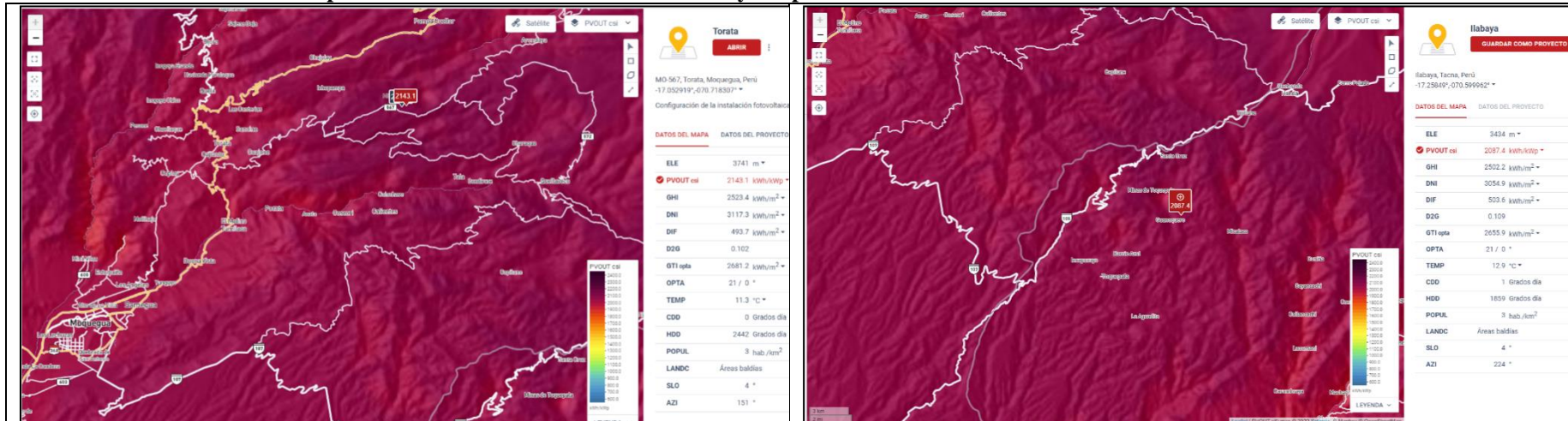
Empresa minera	% participación en el sector	Localización
Southern Perú Copper Corporation Sucursal del Perú	19.7	Zona Sur
Compañía Minera Antamina S.A.	18.4	Zona Norte
Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	18.0	Zona Sur
Minera las Bambas S.A.	14.5	Zona Sur
Minera Chinalco Perú S.A.	9.4	Zona Centro
Compañía Minera Antapaccay S.A.	8.8	Zona Sur
Hudbay Perú S.A.C.	3.4	Zona Sur
Otros	7.6	Zona Centro y Sur

Fuente: Anuario Minero 2020 (Reporte Estadístico) del Ministerio de Energía y Minas de Perú, 2021.

Elaboración: Autores de esta tesis.

De la tabla anterior se desprende que las empresas Southern Perú Copper Corporation y Sociedad Minera Cerro Verde, son las que cuentan con mayor potencial para implementar proyectos de reemplazo de diésel por hidrógeno en motores de combustión interna, no solo por la presencia con la que cuentan en la producción de cobre del país sino por su localización geográfica donde evidentemente existe mayor potencial renovable solar y mejor radiación. A continuación, se muestra un análisis comparativo respecto a las condiciones de irradiación normal directa y temperatura de las principales mineras localizadas en el sur del país. Para este análisis se utilizó el software web SOLARGIS(e):

Tabla 0-11 Análisis Comparativo de las condiciones de irradiación y temperatura en el sur del Perú

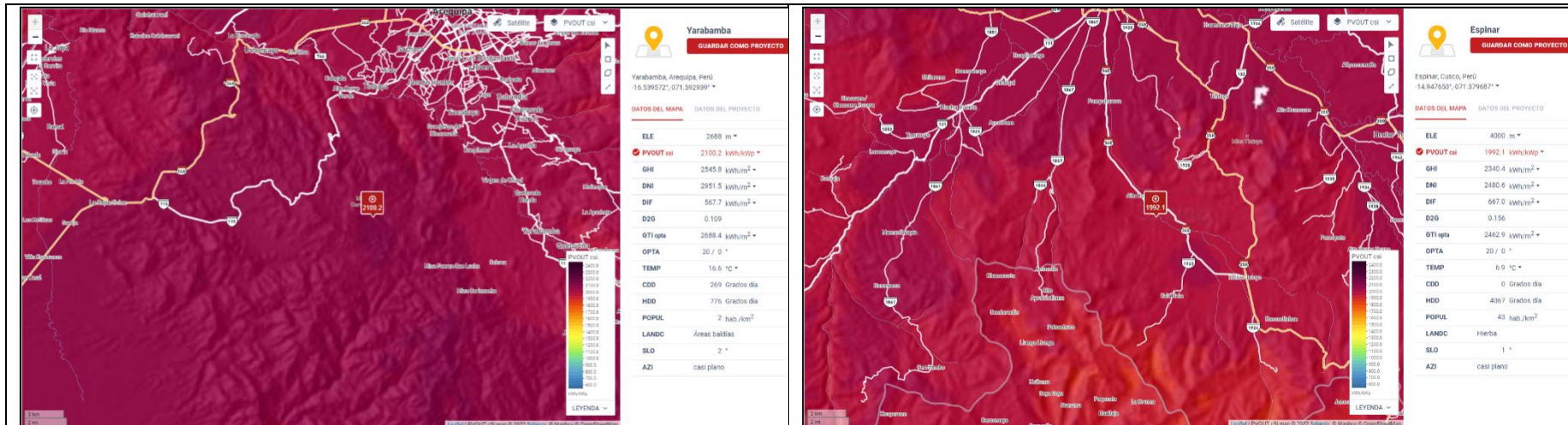


Mina Cuajone – Torata, Moquegua

- **Irradiación Normal Directa:** 3117.3 kWh/m²
- **Temperatura:** 11.3 °C
- **PVOUT csi:** 2143.1 kWh/kWp
- **Nombre del proyecto:** Torata
- **Dirección:** MO-567, Torata, Moquegua, Perú
- **Coordenadas geográficas:** -17.052919°, -070.718307°
- **Elevación:** 3741 m
- **Cobertura del terreno:** Áreas baldías
- **Densidad de población:** 3hab./km²
- **Azimut del terreno:** 151°
- **Pendiente del terreno:** 4°

Mina Toquepala – Ilabaya, Tacna

- **Irradiación Normal Directa:** 3054.9 kWh/m²
- **Temperatura:** 12.9 °C
- **PVOUT csi:** 2087.4 kWh/kWp
- **Nombre del proyecto:** Toquepala
- **Dirección:** Toquepala, Tacna, Perú
- **Coordenadas geográficas:** -17.299293°, -070.646576°
- **Elevación:** 2648 m
- **Cobertura del terreno:** Arbustos
- **Densidad de población:** 3hab./km²
- **Azimut del terreno:** 194°
- **Pendiente del terreno:** 8°

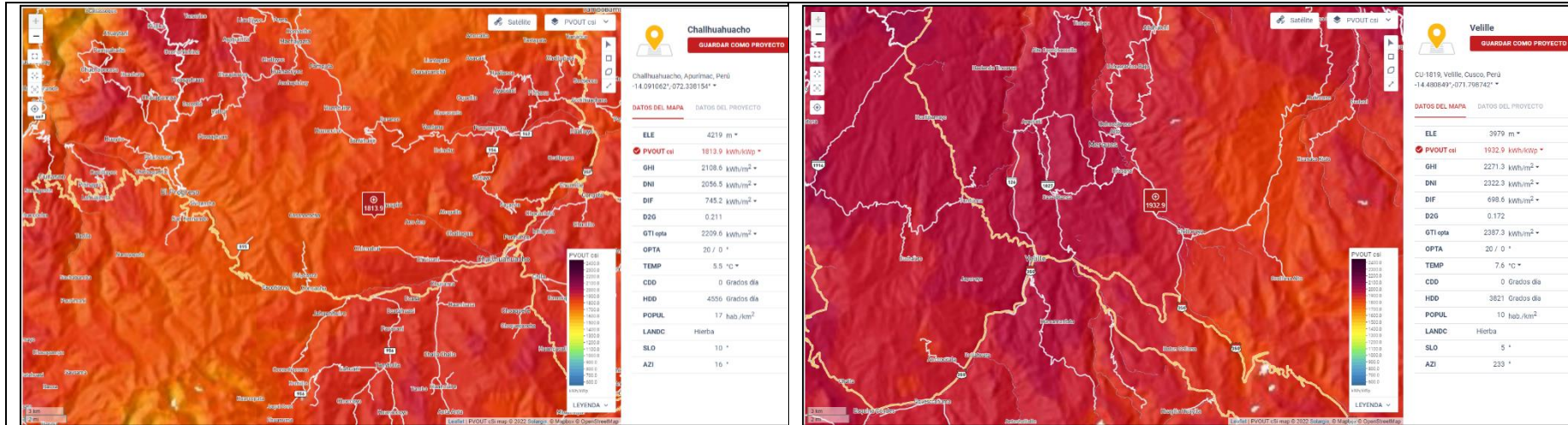


Mina Cerro Verde – Yarebamba, Arequipa

- **Irradiación Normal Directa:** 2951.5 kWh/m²
- **Temperatura:** 16.6 °C
- **PVOUT csi:** 2100.2 kWh/kWp
- **Nombre del proyecto:** Yarebamba
- **Dirección:** Yarebamba, Arequipa, Perú
- **Coordenadas geográficas:** -16.539572°, -071.592939°
- **Elevación:** 2688 m
- **Cobertura del terreno:** Áreas baldías
- **Densidad de población:** 2hab./km²
- **Azimut del terreno:** casi plano
- **Pendiente del terreno:** 2°

Mina Antapaccay – Espinar, Cusco

- **Irradiación Normal Directa:** 2480.6 kWh/m²
- **Temperatura:** 6.9 °C
- **PVOUT csi:** 1992.1 kWh/kWp
- **Nombre del proyecto:** Espinar
- **Dirección:** Espinar, Cusco, Perú
- **Coordenadas geográficas:** -14.947653°, -071.379687°
- **Elevación:** 4000 m
- **Cobertura del terreno:** Hierba
- **Densidad de población:** 43hab./km²
- **Azimut del terreno:** casi plano
- **Pendiente del terreno:** 1°



Mina Las Bambas – Challhuahuacho, Apurímac

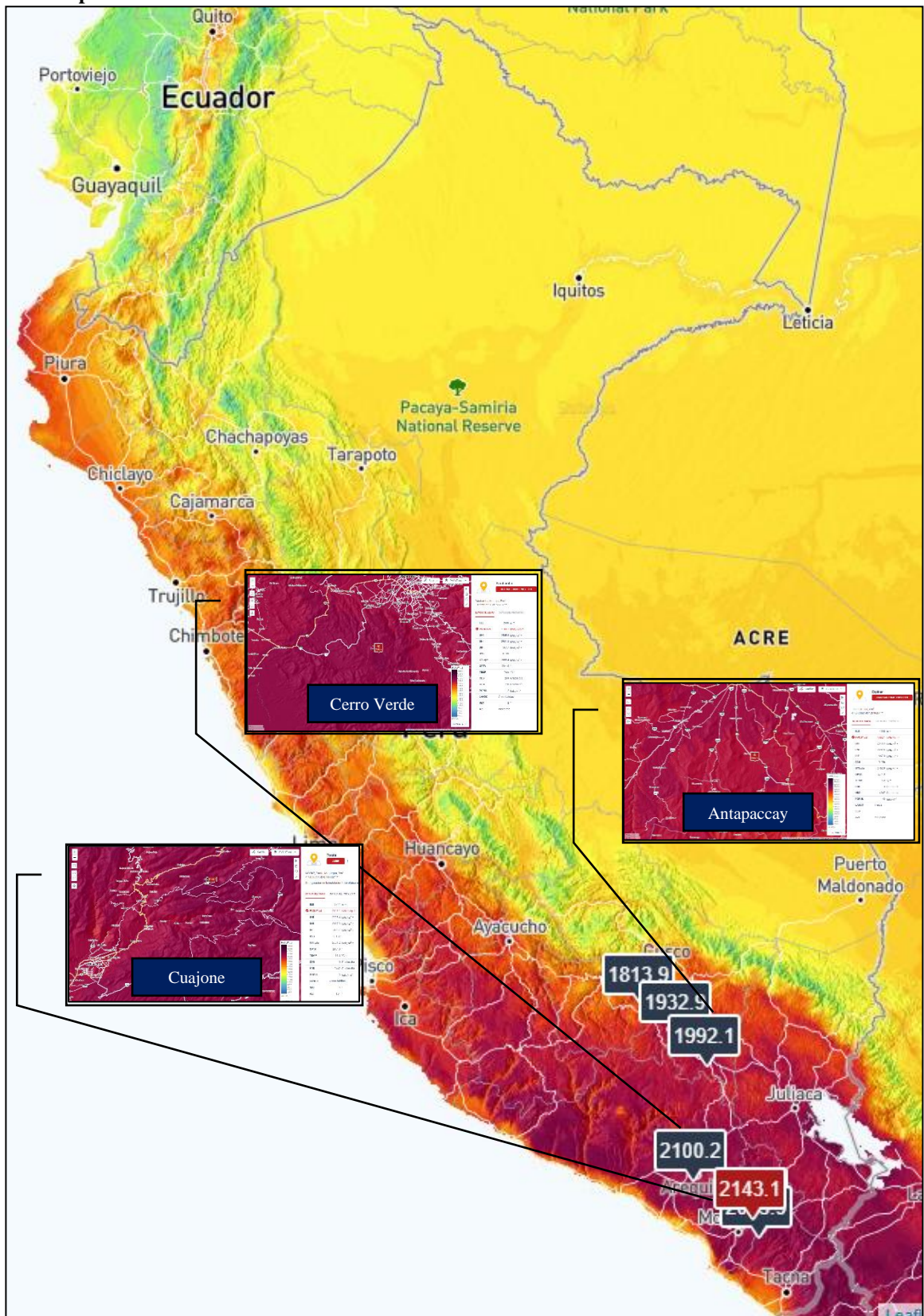
- **Irradiación Normal Directa:** 2056.5 kWh/m²
- **Temperatura:** 5.5 °C
- **PVOUT csi:** 1813.9 kWh/kWp
- **Nombre del proyecto:** Challhuahuacho
- **Dirección:** Challhuahuacho, Apurímac, Perú
- **Coordenadas geográficas:** -14.091062°, -072.338154°
- **Elevación:** 4219 m

Mina Hudbay – Velille, Cusco

- **Irradiación Normal Directa:** 2322.3 kWh/m²
- **Temperatura:** 7.6 °C
- **PVOUT csi:** 1932.9 kWh/kWp
- **Nombre del proyecto:** Velille
- **Dirección:** CU-1819, Velille, Cusco, Perú
- **Coordenadas geográficas:** -14.480849°, -071.798742°
- **Elevación:** 3979 m

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis a partir del software web SOLARGIS (e)

Figura 0-3 Localización geográfica de las principales mineras en el sur del país según potencial de radiación solar



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis a partir del software web SOLARGIS (e)

De acuerdo con lo mostrado en las figuras anteriores se determina que la zona donde se cuenta con una mayor irradiación normal directa (DNI), que es la que influye directamente en la producción de los paneles solares, y el mejor potencial para producir energía eléctrica por cada KWp de panel instalado, es la zona donde se ubica la mina Cuajone. Por lo tanto, para la presente investigación esta zona es la elegida como propuesta para el piloto de proyecto.

En conclusión, dada la similitud en cuanto a potencial minero y energético renovable entre Chile y Perú se debe considerar la alternativa de reemplazar diésel por hidrógeno verde en motores de combustión interna para el transporte de mineral en el sur peruano.

CAPÍTULO V. EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO EN EL SUR DE PAÍS PARA EL SECTOR MINERO

5.1. Caso de Análisis

Para analizar la competitividad de producción del H₂ verde en el sur del país, se ha elegido a la empresa Southern Perú Copper Corporation (en adelante SPCC), la cual tiene una participación importante (19.7%) en el sector, lo cual le brinda una alta representatividad al caso de evaluación de competitividad para la aplicación en el transporte pesado de carga minera mediante el reemplazo de motores Diésel por celdas de combustible a base de H₂.

La hipótesis más relevante para considerar es la efectividad tanto técnica como económica del reemplazo del combustible Diésel, por uno ambientalmente amigable como el hidrógeno verde, y que este reemplazo brindaría ganancias tanto económicas a mediano y largo plazo, como también una mejora con respecto a sus compromisos medioambientales y de responsabilidad social corporativa, mostrándose como una empresa que se preocupa en reducir su huella de carbono en base a la sostenibilidad.

Para tal estudio del caso, se ha establecido como proyecto piloto, realizar la conversión de 01 unidad minera CAEX, utilizadas en el proceso de traslado de materiales extraídos en la actividad minera a tajo abierto, a unidades con tecnología FCEV (Fuel Cell Electric Vehicle) que aprovechen el hidrógeno como fuente primaria de energía en lugar de utilizar Diésel.

Figura 0-1 Camión Minero CAEX Caterpillar 793F



Fuente y elaboración: Web Caterpillar, 2021

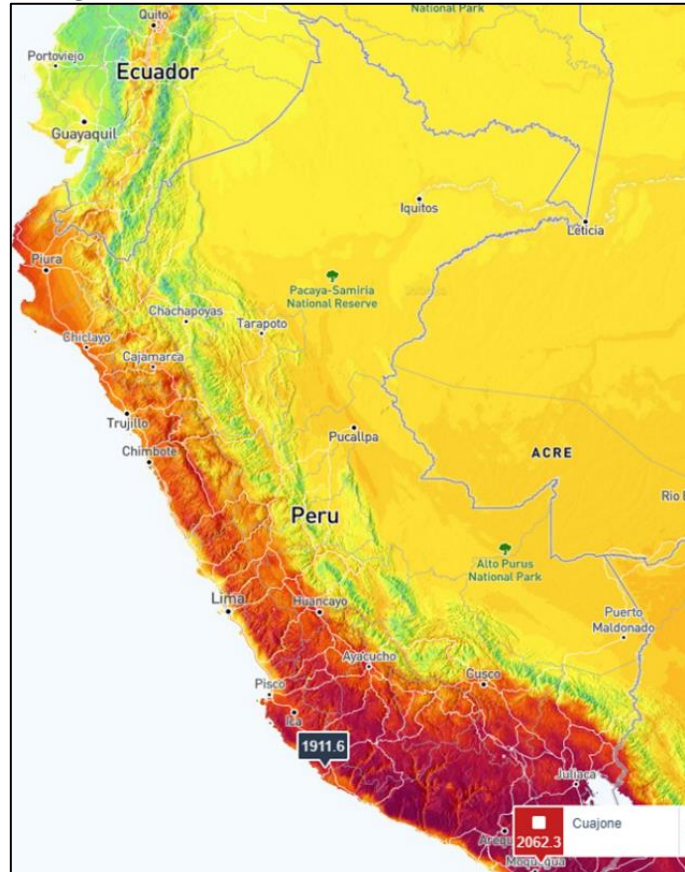
El proyecto piloto se establecerá en la mina Cuajone, localizada en el distrito de Torata, provincia de Mariscal Nieto, departamento de Moquegua. Se seleccionó esta ubicación por las condiciones climatológicas favorables con respecto a otras mineras en el sur del país. La concepción del proyecto piloto se realizó mediante un modelo de central solar fotovoltaica para aprovechar el alto recurso solar (irradiación) que se presenta en dicha zona.

Figura 0-2 Camión Minero Convertido



Fuente y elaboración: Anglo American, 2022

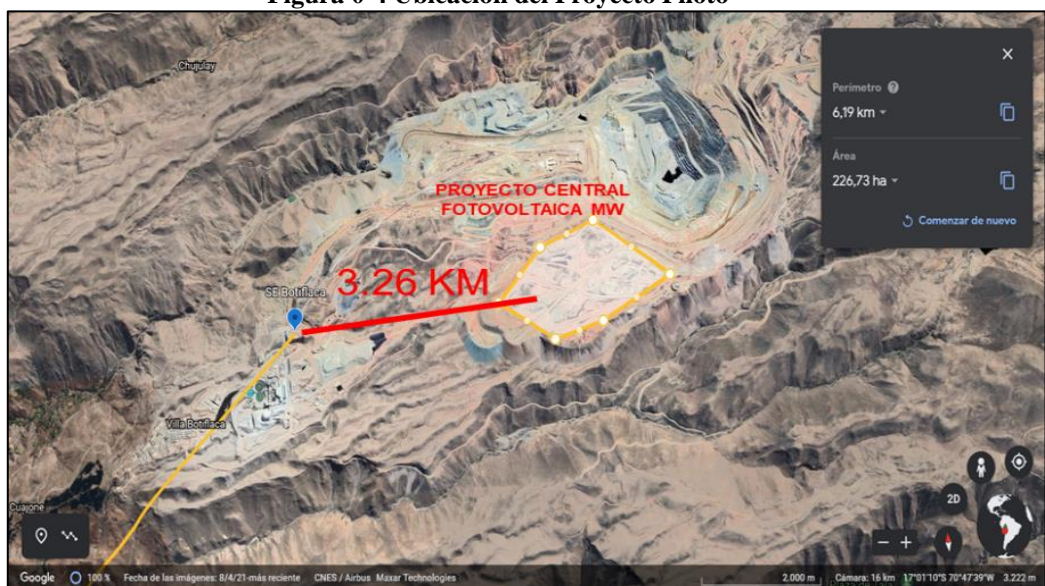
Figura 0-3 Potencial del recurso solar en el Perú



Fuente y elaboración: Solargis, 2021

Para la evaluación del proyecto piloto se utilizó el software web SOLARGIS (e) el cual permitió ubicar la zona con mejor disposición geográfica y mejores características solares:

Figura 0-4 Ubicación del Proyecto Piloto



Fuente y elaboración: Google Earth, 2021.

Se ha tomado en consideración como área disponible un área de 226 hectáreas, que abarca un perímetro de aprox. 6 km. Esta área se encuentra destinada para el tránsito y estacionamiento de los camiones mineros CAEX, la cual se encuentra en una zona aplanada con buenas condiciones geológicas para albergar una central solar y su correspondiente planta de electrólisis.

El área destinada es propiedad de la minera Cuajone (SPCC), a 3.26 km de la SE Botiflaca.

5.1.1. Modelo de Negocio

Con la finalidad de realizar una evaluación práctica de la viabilidad económica de un proyecto de generación de hidrógeno con tecnología solar fotovoltaica, se ha establecido la creación de una empresa “piloto” que llamaremos HyCopper (en referencia a SPCC). Esta empresa estará ligada comercialmente a SPCC mediante la venta exclusiva del hidrógeno producido a SPCC de acuerdo con la cantidad de combustible Diesel que se requiera reemplazar.

Se consideran los siguientes supuestos:

- SPCC ha realizado previamente una inversión en la transformación de su camión minero CAEX a camión impulsado por hidrógeno. Esto bajo el supuesto que SPCC se encuentra liderando el acercamiento a una minería sostenible, con un compromiso a una carbono-neutralidad hacia el largo plazo. Sería una inversión asumida por la empresa, con la meta de reducir una gran parte de sus emisiones por consumo de Diesel de sus flotas alrededor del planeta en el futuro, siendo el Perú el país donde se desarrollará su proyecto piloto. Se asume que el costo de conversión sería de aproximadamente 6 MMUSD (equivalente a la adquisición de un nuevo camión minero).

- HyCopper utilizará parte de la propiedad de SPCC para la instalación de la planta fotovoltaica y su correspondiente planta de electrólisis.

- HyCopper y SPCC firmarán un contrato de exclusividad para que toda la producción de HyCopper sea vendida a SPCC.

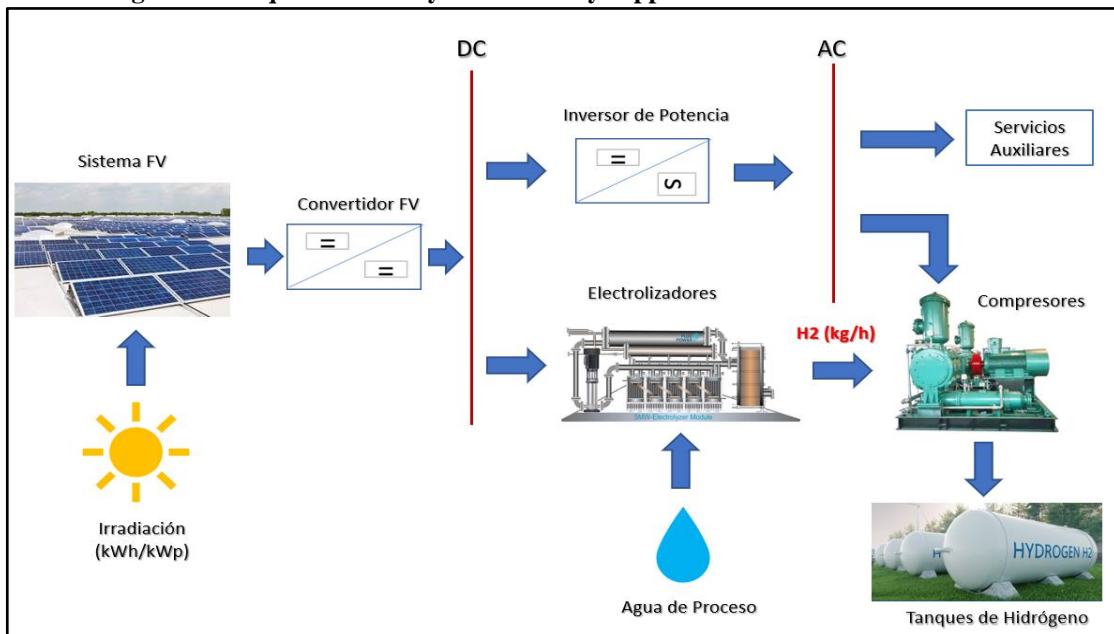
Se procederá a realizar el dimensionamiento de los elementos que componen la planta de producción de H₂ verde.

5.1.2. Esquema de Planta de Producción H₂ Verde

Los principales componentes del proyecto son los paneles fotovoltaicos, los convertidores e inversores de potencia, los electrolizadores, compresores y tanques de hidrógeno.

La representación esquemática del proyecto de producción de hidrógeno se presenta en la siguiente figura:

Figura 0-5 Esquema del Proyecto Piloto HyCopper



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis a través Google Imágenes.

5.1.3. Central Fotovoltaica

Utilizando el software SOLARGIS se han obtenido las siguientes características:

Figura 0-6 Ubicación del Proyecto en Solargis



Fuente y elaboración: Solargis, 2021.

Tabla 0-1 Características de ubicación del proyecto

Nombre del proyecto	HyCopper
Dirección	24C, Torata, Moquegua, Perú
Coordenadas geográficas	-17.057203°, -070.725389° (-17°03'26", -070°43'31")
Zona horaria	UTC-05, America/Lima [PET]
Elevación	3751 m
Cobertura del terreno	Vegetación dispersa (<15%)
Densidad poblacional	3 inh./km ²
Azimut del terreno	236°
Pendiente del terreno	5°

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis a partir del software Solargis.

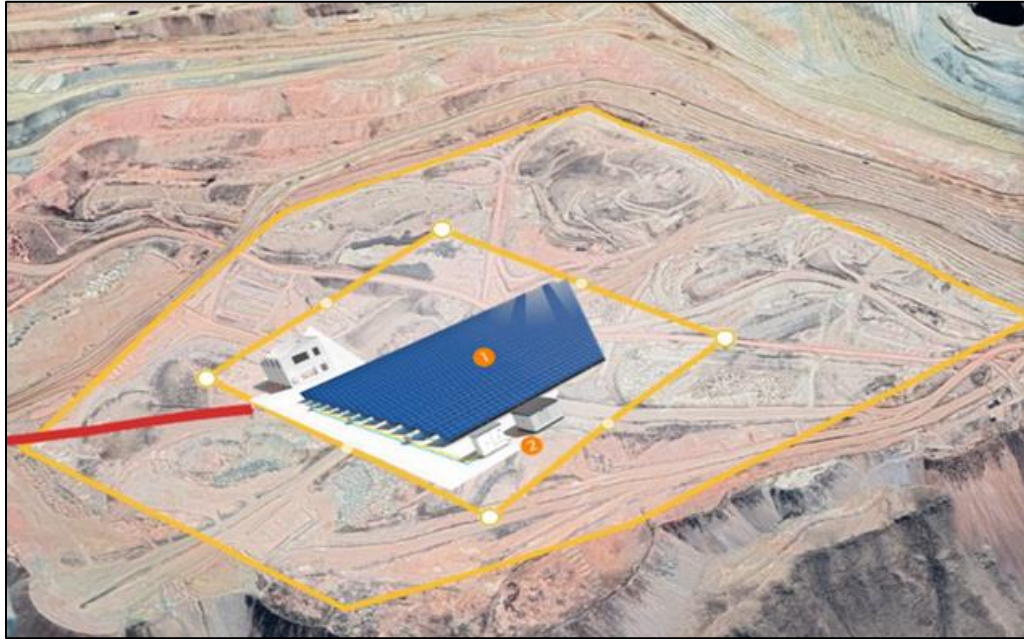
Se han tomado las siguientes consideraciones para el diseño de la central fotovoltaica con las mejores prestaciones para aprovechar al máximo la radiación solar:

Tabla 0-2 Consideraciones del proyecto fotovoltaico

Área Disponible	226.73 Ha
Perímetro Disponible	6.19 km
Panel	Seguidor de un eje
Paneles monocristalinos	500 Wp
N° de paneles	20000

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis a partir del software Solargis, 2022

Figura 0-7 Ubicación de la Central Fotovoltaica



Fuente y elaboración: Google Earth, 2021

5.1.4. Configuración del Proyecto

Se consideró un sistema de paneles con seguidor de 1 eje, con las siguientes características:

- Instalación fotovoltaica comercial de gran escala en terreno nivelado.
- Los módulos fotovoltaicos están montados en seguidores con un eje horizontal alineado en dirección Norte-Sur.
- Límites de rotación para el seguidor -60 grados Este y 60 grados Oeste.
- Se emplea algoritmo de backtracking para la reducción de pérdidas por sombras entre filas en momentos de bajo ángulo solar.
- Los módulos están bien ventilados.
- Las instalaciones fotovoltaicas están conectadas a una red de media tensión a través de un inversor y un transformador de distribución.
- No se considera almacenamiento de energía.

De acuerdo con la necesidad de H2 verde a futuro se está considerando como potencia referencial instalada 10 MW para el diseño de la central fotovoltaica, con lo cual será el punto de partida para determinar sensibilidades con respecto al tamaño de la central, costos de instalación y el precio de la energía a utilizar para la central de producción de hidrógeno.

Tabla 0-3 Características técnicas de la configuración de proyecto

Capacidad instalada	10	MWp
Módulo fotovoltaico	c-Si - silicio cristalino (mono o policristalino)	
Backtracking	Activado	
Límites de rotación	-60° Este, 60° Oeste	
Separación relativa entre columnas (hileras)	2.5	
Tipo de inversor	Inversor de alta eficiencia centralizado [97.8% eficiencia]	
Tipo de transformador	Alta eficiencia [0.9% pérdida]	
Pérdidas por suciedad y nieve sobre los módulos fotovoltaicos	<ul style="list-style-type: none"> - Pérdidas mensuales por suciedad hasta 3.0 % - Pérdidas mensuales por nieve hasta 0.0 % 	
Pérdidas por cableado	<ul style="list-style-type: none"> - Cableado en corriente continua (DC) 2 % - Desajustes en corriente continua (DC) 0.3 % - Cableado en corriente alterna (AC) 0.5 % 	

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis a partir del software Solargis, 2022

Ante las consideraciones de diseño presentadas, se procede a realizar el análisis meteorológico:

Tabla 0-4 Características técnicas de la configuración de proyecto

Mes	GHI kWh/m ²	DNI kWh/m ²	DIF kWh/m ²	D2G	TEMP °C	WS m/s	CDD Grados día	HDD Grados día
Ene	205.8	203.6	61.4	0.298	11.3	1.7	0	207
Feb	158.9	142.0	59.7	0.376	11.0	1.6	0	197
Mar	195.4	200.9	56.2	0.288	11.0	1.7	0	215
Abr	201.5	255.9	36.3	0.180	11.4	1.9	0	196
May	189.2	278.9	27.3	0.144	11.3	2.1	0	206
Jun	169.7	264.5	25.2	0.149	10.8	2.0	0	217
Jul	180.3	270.3	28.3	0.157	10.4	2.1	0	234
Ago	209.0	286.9	31.8	0.152	11.3	2.1	0	206
Sep	232.1	293.5	35.3	0.152	12.2	2.1	0	174
Oct	263.5	317.3	40.0	0.152	12.7	2.1	0	164
Nov	268.4	320.8	40.7	0.151	12.6	2.1	0	162
Dic	249.7	276.1	53.2	0.213	12.1	1.9	0	183
Anual	2523.5	3110.7	495.4	0.196	11.5	1.9	0	2361

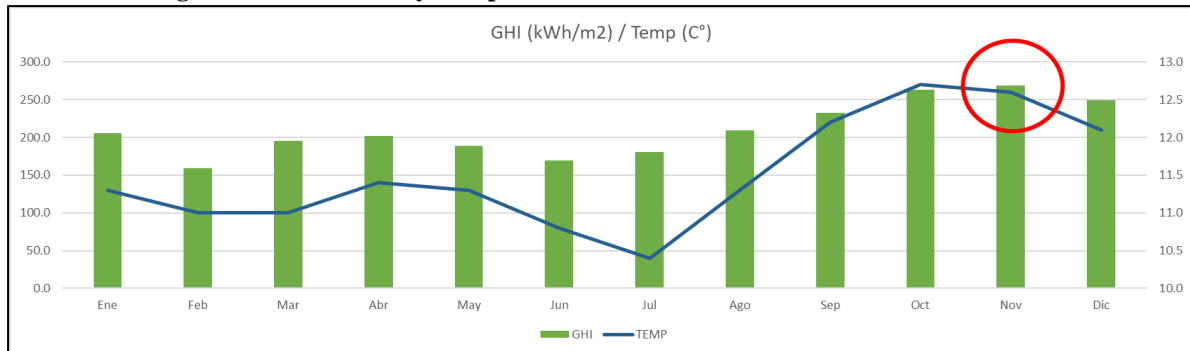
Fuente y elaboración: Autores de esta tesis a partir del software Solargis, 2022

Se observa que el valor de irradiación global horizontal (GHI) anual se encuentra en 2523.5 kWh/m², un valor bastante elevado revelando la gran capacidad solar energética de la zona escogida en el sur del país. Este valor de irradiación se encuentra cercano a los registrados en el norte de Chile, por lo que el potencial es similar.

Dado que la irradiación y la temperatura ambiente afectan significativamente la capacidad de producción de energía, se observa que en el mes de noviembre se registra el pico de irradiación en la zona alcanzando valores de 268.4 kWh/m², sin embargo, la

temperatura es baja comparado a las temperaturas que se alcanzan en la zona costera del país (12.6 °C).

Figura 0-8 Irradiación y Temperaturas Mensuales



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis a partir del software Solargis, 2022

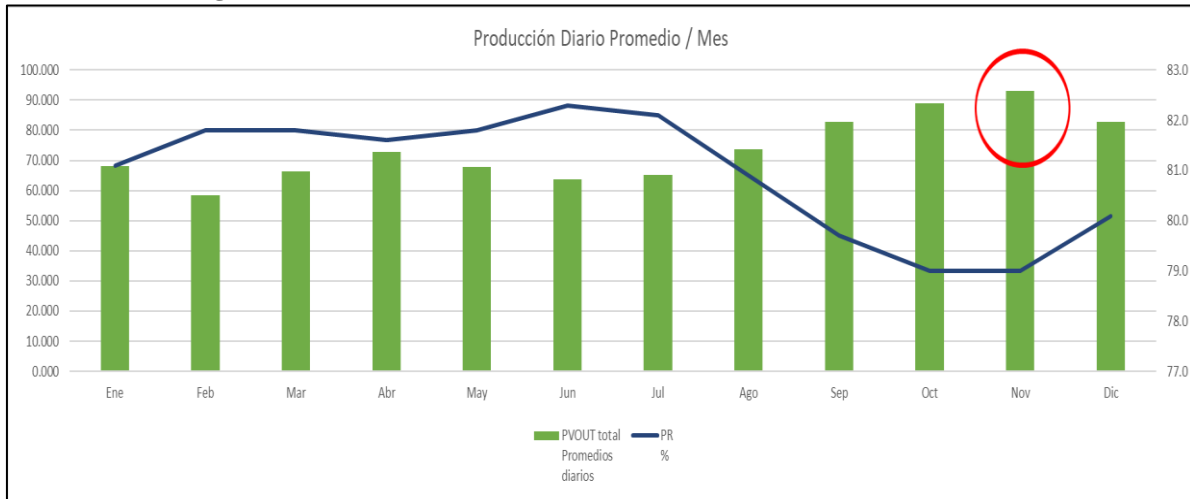
Tabla 0-5 Electricidad FV: Estadísticas mensuales

Mes	GHI		PVOUtspecific		PVOUtotal		PR %
	Sumas mensuales kWh/m ²	Promedios diarios Wh/m ²	Sumas mensuales kWh/kWp	Promedios diarios Wh/kWp	Sumas mensuales GWh	Promedios diarios MWh	
Ene	260.3	8397	211.2	6811.6	2.11	68.129	81.1
Feb	199.7	7134	163.4	5836.7	1.63	58.357	81.8
Mar	251.3	8107	205.5	6629.9	2.06	66.290	81.8
Abr	267.5	8916	218.4	7278.7	2.18	72.800	81.6
May	257.5	8305	210.5	6791.6	2.11	67.903	81.8
Jun	231.9	7728	190.9	6362.7	1.91	63.633	82.3
Jul	245.5	7918	201.6	6503.5	2.02	65.032	82.1
Ago	282.7	9119	228.8	7380.2	2.29	73.806	80.9
Sep	311.5	10385	248.2	8274.8	2.48	82.733	79.7
Oct	349.2	11265	276.0	8904.2	2.76	89.032	79.0
Nov	353.1	11769	279.0	9301.3	2.79	93.000	79.0
Dic	320.4	10334	256.5	8274.5	2.57	82.742	80.1
Anual	3330.5	9115	2690.1	7362.5	26.90	73.622	80.8

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis a partir del software Solargis, 2022

Se observa que el valor de producción eléctrica fotovoltaica específica (PVOUtspecific) anual se encuentra en 2690.1 kWh/kWp, esto producto del máximo aprovechamiento por la utilización de paneles con seguidores de 1 eje. Al contar con una instalación fotovoltaica cuya potencia de diseño es 10 MWp, entonces la producción anual de energía sería 26.90 GWh. Por otro lado, el promedio diario de producción de energía eléctrica se encuentra entre 58.4 MWh a 93.0 MWh, siendo noviembre el mes con mayor producción diaria promedio a pesar de que su rendimiento energético sea el más bajo del año con 79.0%, como se puede ver en la siguiente figura:

Figura 0-9 Producción Fotovoltaica Mensual



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis a partir del software Solargis, 2022

Habiendo determinado las estimaciones de producción de energía eléctrica, se procede a realizar la evaluación del rendimiento fotovoltaico de la zona escogida.

Tabla 0-6 Calculo del rendimiento solar fotovoltaico

	Entrada de energía kWh/m ²	Pérdida/ganancia de energía kWh/m ²	Energía PVOUT específica kWh/kWp	Pérdida/ganancia de energía kWh/kWp	Pérdida de energía %	PR %
Irradiación global horizontal (GHI) teórica	2524.4					
Sombreado del horizonte (terreno + objetos en el horizonte)	2523.5	-0.9			0.0	
Irradiación global horizontal específica del sitio	2523.5	-0.9			0.0	
Conversión a la superficie de los módulos fotovoltaicos	3330.5	807.0			32.0	
Irradiación global inclinada (GII)	3330.5					100.0
Suciedad, polvo y barro	3230.6	-99.9			-3.0	97.0
Reflectividad angular	3198.1	-32.5			-1.0	96.0
GII efectiva	3198.1	-132.4			-4.0	96.0
Corrección espectral			3117.7	-80.4	-2.5	93.6
Conversión de irradiancia solar en corriente continua en los módulos			2926.9	-190.8	-6.1	87.9
Pérdidas eléctricas por el sombreado entre filas			2895.2	-31.7	-1.1	86.9
Tolerancia de potencia en módulos fotovoltaicos			2895.2	0.0	0.0	86.9
Desajustes y cableado en corriente continua			2828.8	-66.4	-2.3	84.9
Conversión en inversores (DC/AC)			2741.9	-86.9	-3.1	82.3
Pérdidas del transformador y cableado en corriente alterna			2703.6	-38.3	-1.4	81.2
Rendimiento energético total del sistema (al comienzo)			2703.6	-494.4	-15.5	81.2
Pérdidas por nieve			2703.6	0.0	0.0	81.2
Disponibilidad técnica			2690.1	-13.5	-0.5	80.8
Rendimiento energético total del sistema considerando la disponibilidad técnica y las pérdidas por nieve			2690.1	-13.5	-0.5	80.8
Factor de capacidad						30.7%

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis a partir del software Solargis, 2022

El rendimiento anual de la central se encuentra en aproximadamente 80.8%, lo cual brinda aproximadamente 20% de pérdidas, encontrándose dentro de las pérdidas

estándares de proyectos similares. Asimismo el factor de planta calculado estaría en 30.7%.

De acuerdo con la evaluación de la zona en la cual se va a instalar la central fotovoltaica, se deberá instalar una subestación eléctrica de media tensión, cuyos costos se estimarán luego.

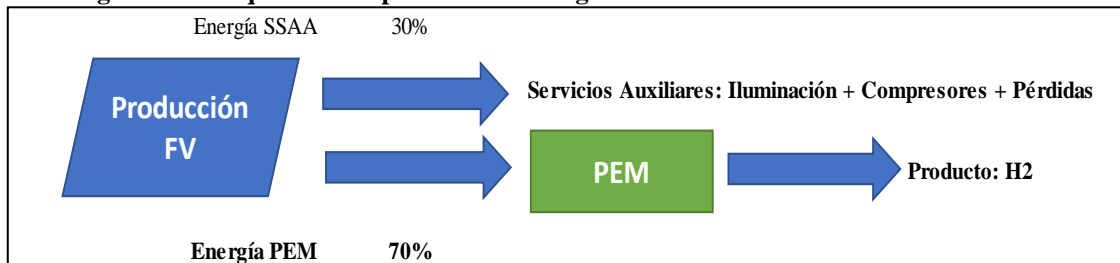
5.1.5. Electrolizadores

Para realizar el dimensionamiento de los electrolizadores se deben tomar las siguientes consideraciones:

- La capacidad de los electrolizadores debe estar dimensionada para cubrir la energía que será destinada a la producción de hidrógeno.

- Se estima que el 70% de la producción de energía proveniente de los paneles fotovoltaicos será destinada al proceso de electrolización y el otro 30% será destinado a cubrir el consumo de servicios auxiliares de la planta, como compresores, bombas, iluminación, entre otros. (Zghaibeh, 2022)

Figura 0-10 Esquema de repartición de energía



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022

La producción de hidrógeno será calculada de la siguiente manera:

$$m_{H_2}^{El} = \frac{n_{El} \times (P_{El} \times HV_{EP})}{LHV_{H_2}}$$

Donde:

$m_{H_2}^{El}$ = masa de hidrógeno producida $\left(\frac{kg}{h}\right)$

n_{El} = eficiencia electrolizador

P_{El} = Consumo eléctrico electrolizador (kWh)

$$HV_{EP} = \text{poder calorífico de la energía eléctrica } \left(860 \frac{\text{kcal}}{\text{kWh}}\right)$$

$$LHV_{H_2} = \text{poder calorífico del hidrógeno } \left(33889 \frac{\text{kcal}}{\text{kg}}\right)$$

Utilizando los datos proporcionados de generación de energía eléctrica mensual y diaria, se obtiene el siguiente cuadro de resultados de producción de hidrógeno:

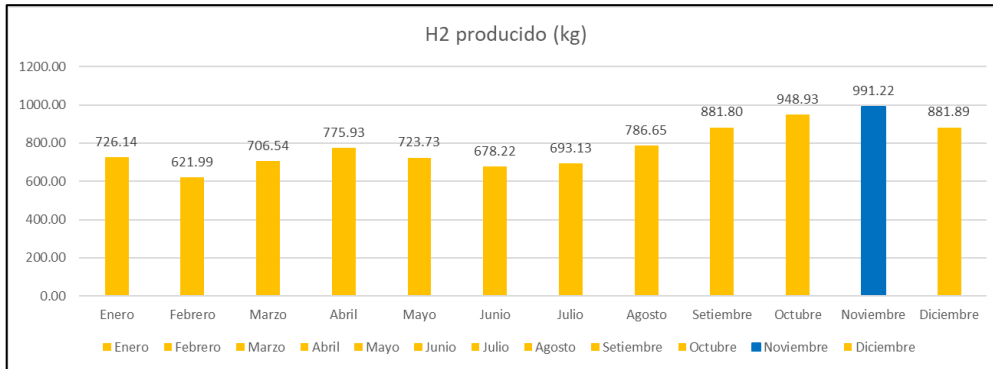
Tabla 0-7 Calculo de producción de hidrógeno

Mes	Mensual		Diario	
	Energía FV (MWh)	H2 producido (kg)	Energía FV (MWh)	H2 producido (kg)
Enero	2112	22510.38	68.13	726.14
Febrero	1634	17415.70	58.36	621.99
Marzo	2055	21902.86	66.29	706.54
Abril	2184	23277.78	72.80	775.93
Mayo	2105	22435.78	67.90	723.73
Junio	1909	20346.74	63.63	678.22
Julio	2016	21487.18	65.03	693.13
Agosto	2288	24386.25	73.81	786.65
Setiembre	2482	26453.96	82.73	881.80
Octubre	2760	29416.98	89.03	948.93
Noviembre	2790	29736.73	93.00	991.22
Diciembre	2565	27338.61	82.74	881.89
Total	26900	286708.96		

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022

Del cuadro se puede ver que considerando una eficiencia de 60% para los electrolizadores, se puede obtener una producción anual de 286.71 toneladas de hidrógeno verde, siendo noviembre el mes de mayor producción. Para el dimensionamiento del total de electrolizadores, se necesita determinar la máxima producción diaria que estos pueden ofrecer, lo cual se aprecia mejor en el siguiente gráfico:

Figura 0-11 Producción diaria de Hidrógeno



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022

Con una máxima producción diaria 991.22 kg de hidrógeno verde, un consumo del 70% de la energía producida en los paneles FV destinada a la electrólisis y una eficiencia de 60% de los electrolizadores, se necesita un consumo eléctrico para estos de 39060 kWh.

Para calcular el número de electrolizadores, se utilizará la siguiente relación:

$$N_{El} = \frac{MP}{C_{El} \cdot N_{horas}}$$

Donde:

$MP = \text{máxima producción diaria de hidrógeno} \left(\frac{kg}{día} \right)$

$N_{El} = \text{número de electrolizadores}$

$N_{horas} = \text{número de horas de operación al día}$

$C_{El} = \text{capacidad del electrolizador}$

Para determinar el número de horas de operación al día, se realizará el siguiente análisis:

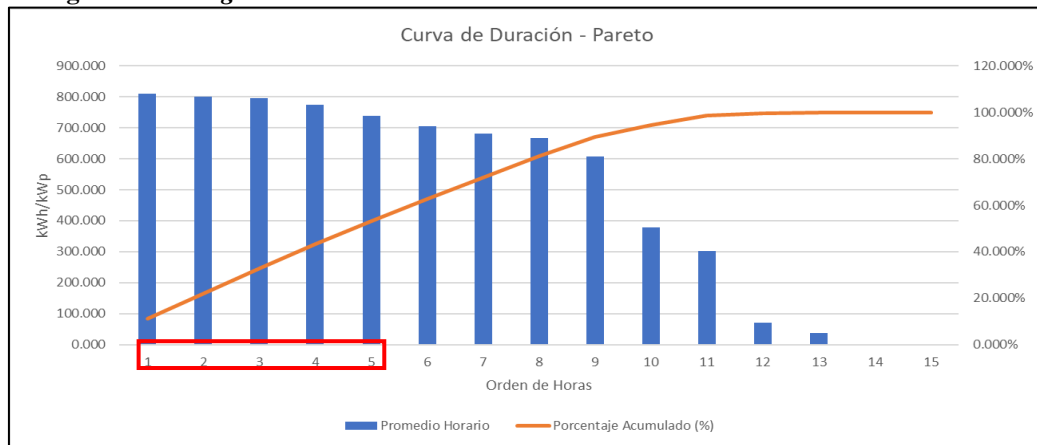
Figura 0-12 Distribución horaria de producción FV específica (kWh/kWp)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0 - 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 - 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2 - 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3 - 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4 - 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.2	0.0
5 - 6	30.6	3.8	1.9	1.2	0.3	-	-	0.5	5.7	78.4	143.3	99.8
6 - 7	390.5	265.3	224.4	199.7	132.6	83.6	74.9	139.0	345.4	558.7	644.6	552.1
7 - 8	708.5	645.9	678.0	660.5	603.3	523.4	510.6	625.7	758.9	824.6	847.1	788.4
8 - 9	805.2	767.5	807.1	782.8	727.7	695.0	706.2	768.2	837.5	880.3	902.1	863.2
9 - 10	822.6	783.7	828.0	806.9	737.5	707.3	716.5	789.3	853.6	895.6	914.2	880.3
10 - 11	793.0	744.9	802.9	803.1	733.2	699.2	708.4	787.2	846.2	896.6	917.1	868.6
11 - 12	720.3	648.9	743.0	790.0	725.2	689.3	701.7	779.4	844.6	891.6	915.3	846.9
12 - 13	625.4	514.5	648.1	769.5	728.9	691.8	700.0	774.5	847.5	880.7	892.2	788.5
13 - 14	541.4	410.5	554.9	742.3	731.2	695.6	702.8	774.3	838.5	863.6	871.6	723.4
14 - 15	459.6	345.2	482.8	699.9	725.0	688.7	701.5	768.7	820.8	832.0	829.9	658.7
15 - 16	391.1	306.2	434.5	631.2	661.5	633.0	654.0	727.0	766.5	758.2	757.9	574.2
16 - 17	344.1	264.8	339.7	364.2	281.3	253.1	318.2	416.8	465.6	483.4	553.7	464.0
17 - 18	175.3	133.4	84.5	27.5	3.9	2.9	8.7	29.6	43.9	60.5	111.8	164.7
18 - 19	4.1	2.1	0.3	-	-	-	-	-	-	-	0.2	1.5
19 - 20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20 - 21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21 - 22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22 - 23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23 - 24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Suma	6811.6	5836.7	6629.9	7278.7	6791.6	6362.7	6503.5	7380.2	8274.8	8904.2	9301.3	8274.5

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis por medio del software Solargis, 2022

Se muestra la distribución horaria de potencial de generación eléctrica para uso de paneles fotovoltaicos, por lo que, para determinar el número de horas de operación de los electrolizadores, se determinarán las horas que generan la máxima producción:

Figura 0-13 Diagrama de Pareto – Horas de duración



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022

Tabla 0-8 Orden de periodos

Orden	Promedio Horario (kWh/kWp)	Periodo Horario
1	811.292	9 - 10
2	800.033	10 - 11
3	795.233	8 - 9
4	774.683	11 - 12
5	738.467	12 - 13
6	704.175	13 - 14
7	681.242	7 - 8
8	667.733	14 - 15
9	607.942	15 - 16
10	379.075	16 - 17
11	300.900	6 - 7
12	70.558	17 - 18
13	36.550	5 - 6
14	1.640	18 - 19
15	0.100	4 - 5

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022

De la curva de duración y el ordenamiento de promedios diarios se determina que el horario escogido de operación es desde las 08:00 horas hasta las 13:00 horas, lo que hace un total de 5 horas de operación, ya que en estas horas es donde se produce el máximo consumo de energía para producir la cantidad máxima de hidrógeno en el día.

Por lo tanto, al ser 5 horas de operación, y considerando una capacidad de producción de 20 kgH₂ / hora se determina mediante la ecuación previamente mostrada que son 10 el número de electrolizadores dimensionados.

Se consideran costos de inversión de 840 USD/kW, costos de operación y mantenimiento de 52.50 USD/kW y un valor de rescate de 42 USD/kW. Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 0-9 Resultados Dimensionamiento Electrolizadores

Especificación	Valor	Unidad
Potencia Máxima / Día	39060	kW/h
Producción Máxima H ₂ / Día	991.22	kg
Eficiencia	60%	%
Capacidad Electrolizador	20	kg/h
Horas de Trabajo	5	horas
Inversión / kW	840.00	USD
OyM / kW / año	52.50	USD
Valor de Rescate / kW	42.00	USD

Tamaño Total basado en Potencia Requerida por Hora	7812.00	kW
Número de Electrolizadores	10	Electrolizadores
Tamaño Electrolizador	781.20	kW
Total Inversión	6,562,080.00	USD
Total OyM / año	410,130.00	USD
Total Valor de Rescate	328,104.00	USD

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022

5.1.6. Compresores

Los compresores son utilizados para brindar las condiciones de almacenamiento al hidrógeno producido, el cual debe estar a 15°C y 700 Bar.

Para determinar el número de compresores se utilizará la siguiente expresión:

$$N_{Comp} = \frac{m_{H_2}^{El}}{C_{Comp}}$$

Donde:

$$m_{H_2}^{El} = \text{máxima producción diaria de hidrógeno} \left(\frac{kg}{día} \right)$$

$$N_{Comp} = \text{número compresores}$$

$$C_{Comp} = \text{capacidad del compresor}$$

Considerando una capacidad del compresor de 600 kg/día, y una capacidad máxima de producción de 991.22 kgH₂/día, se escogen 2 compresores para el diseño de la planta.

Se consideran costos de inversión de 315 USD/kg, costos de operación y mantenimiento de 5.25 USD/kW y un valor de rescate de 0 USD/kW. Los resultados se muestran a continuación.

Tabla 0-10 Resultados Dimensionamiento Compresores

Especificación	Valor	Unidad
Temperatura	15.00	°C
Presión	700.00	Bar
H2 Comprimido / Día	991.22	kg

Capacidad Compresor / Día	600	kg
Número de Compresores	2	Compresores
Inversión Compresor / kg	315.00	USD
OyM / kg / año	5.25	USD
Tiempo de Vida	25	años
Valor de Rescate / kg	0	USD
Total Inversión	312,235.65	USD
Total OyM / año	5,203.93	USD
Total Valor de Rescate	-	USD

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022

5.1.7. Tanque de Almacenamiento

Considerando una capacidad del tanque de 300, y una capacidad máxima de producción de 991.22 kgH₂/día, se escogen 4 tanques de almacenamiento para el diseño de la planta.

Se consideran costos de inversión de 210 USD/kg, costos de operación y mantenimiento de 5.25 USD/kW y un valor de rescate de 52.50 USD/kW. Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 0-11 Resultados Dimensionamiento Tanques de Almacenamiento

Especificación	Valor	Unidad
Capacidad	991.22	kg
Capacidad Tanque	300.00	kg
Número de Tanques	4	Tanques
Inversión / kg	210.00	USD
OyM / kg / año	5.25	USD
Tiempo de Vida	30	años
Valor de Rescate / kg	52.50	USD
Total Inversión	208,157.10	USD
Total OyM / año	5,203.93	USD
Total Valor de Rescate	52,039.28	USD

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022

5.1.8. Convertidor de Potencia

Se dimensiona considerando que este equipo pueda obtener la mayor cantidad de energía del sistema fotovoltaico. Su potencia está determinada por la siguiente expresión:

$$P_{PV-Con} = \frac{P_{El} + P_{Inv}}{n_{PV-Con}}$$

Donde:

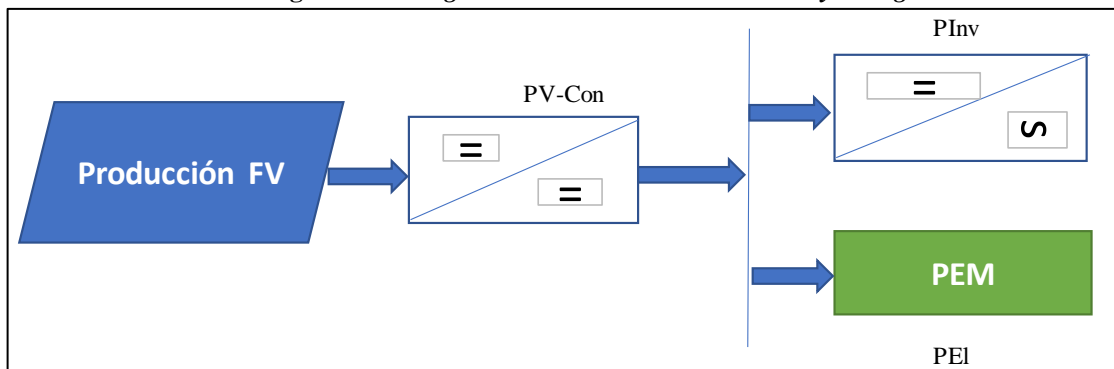
P_{PV-Con} = Potencia del convertidor

P_{El} = Potencia de electrolizadores

P_{Inv} = Potencia del inversor

n_{PV-Con} = Eficiencia del convertidor

Figura 0-14 Diagrama de Conversión de Potencia y Energía



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022

Se consideran costos de inversión de 52.5 USD/kg, costos de operación y mantenimiento de 2.10 USD/kW y un valor de rescate de 8.40 USD/kW. Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 0-12 Resultados Dimensionamiento Convertidor de Potencia

Especificación	Valor	Unidad
Potencia Eléctrica Calculada	9509.20	kW
Eficiencia	97.8%	%
Inversión / kW	52.50	USD
OyM / kW / año	2.10	USD
Tiempo de Vida	10	años
Valor de Rescate / kg	8.40	USD

Total Inversión	499,233.13	USD
Total OyM / año	19,969.33	USD
Total Valor de Rescate	79,877.30	USD

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022

5.1.9. Infraestructura

Se consideran los siguientes costos de inversión, así como como costos de operación y mantenimiento. Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 0-13 Resultados Dimensionamiento Convertidor de Potencia

Especificación	Valor	Unidad
Inversión Trabajos Eléctricos / Wp	0.0105	USD
OyM Trabajos Eléctricos / Wp	0.00105	USD
Total Inversión - Trabajos Eléctricos	105,000.00	USD
Total OyM - Trabajos Eléctricos / año	10,500.00	USD
Inversión Trabajos Civiles / kg H2	105.00	USD
OyM Trabajos Civiles / kg H2	10.5	USD
Total Inversión - Trabajos Civiles	104,078.55	USD
Total OyM - Trabajos Civiles / año	10,407.86	USD

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022

5.1.10. Aspectos Económicos y Financiamiento

Para el financiamiento del proyecto se considera una relación deuda capital de 80%, ya que una inversión con 100% capital propio, a pesar de ser una inversión segura, no permite maximizar la rentabilidad, debido a que el financiamiento a este nivel de inversión permite que se obtengan mejores resultados ya que a mayor deuda es mayor la rentabilidad esperada. Esta relación de 80% es común en desarrollo de proyectos solares fotovoltaicos, siendo la base del proyecto piloto a desarrollar. Por otro lado, la inversión no es de alto riesgo, ya que la tecnología de producción de hidrógeno por electrolizadores PEM no es nueva y lleva mucho tiempo en el mercado, además existen empresas especializadas en realizar este tipo de proyectos a escala industrial y se contaría con el know-how necesario para ejecutarla. Se cuenta además con un contrato

de ingresos garantizados para HyCopper, lo que le brinda solidez a la inversión y menos trabas al conseguir el financiamiento.

Se presentan también las siguientes consideraciones:

- Degradación de los paneles: 0.8% primer año y después 0.5% anual.
- Depreciación acelerada (D.L. 1058) a la tasa máxima (20% o 5 años).
- Devolución anticipada del IGV (D.L. 1463).
- Costos de Operación y Mantenimiento Anuales: 1.75% de la inversión.
- Inversión Sistema FV: 700 USD/kWp (7,000,000 USD).
- Precio de Venta de Hidrógeno Producido: 9.0 USD/kg

Tasa de Descuento

El Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC por sus siglas en inglés) será la tasa considerada para este análisis de cálculo de VAN y Tasa Interna de Retorno, ya que estos toman en consideración el nivel de endeudamiento del proyecto.

La expresión por utilizar para este cálculo será la siguiente:

$$WACC = \frac{D}{D + K} K_d (1 - t) + \frac{K}{D + K} K_e$$

Donde:

D = Deuda financiada

K = Capital aportado

K_d = tasa de interés de la deuda

K_e = tasa de interés de capital

t = tasa de impuestos

Tasa de Descuento de Capital (CAPM)

Se procederá a determinar un valor adecuado con el cual descontar al proyecto el cual debe reflejar el costo de oportunidad del accionista cuando existe un determinado nivel de deuda, por lo que se va a utilizar el modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model).

La expresión por utilizar para este cálculo será la siguiente:

$$K_e = CAPM = r_f + \beta_e(r_m - r_f)$$

Donde:

r_f = tasa libre de riesgo

r_m = tasa de retorno esperada del mercado

β_e = beta del mercado

Se ha determinado una tasa libre de riesgo de 2.59 %, tomando en consideración el promedio de los 10 últimos años del rendimiento de los bonos del tesoro de Estados Unidos. Asimismo, de la misma manera se seleccionó 16.98% como tasa de retorno esperada del mercado con respecto al indicador S&P500 de los 10 últimos años.

Tabla 0-14 Datos Damodaran S&P500 y US T.Bond 2012-2021

Year	S&P 500	US T. Bond
2012	15.89%	2.97%
2013	32.15%	-9.10%
2014	13.52%	10.75%
2015	1.38%	1.28%
2016	11.77%	0.69%
2017	21.61%	2.80%
2018	-4.23%	-0.02%
2019	31.21%	9.64%
2020	18.02%	11.33%
2021	28.47%	-4.42%

Average	16.98%	2.59%
---------	---------------	--------------

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis tomado de Damodaran

Por otro lado, se seleccionó el valor de beta del mercado de 0.49 considerando el Perú como un país emergente y ubicando el negocio como una inversión en Power.

Tabla 0-15 Datos Damodaran Beta Apalancado y Desapalancado

Industry Name	Number of firms	Unlevered beta
Packaging & Container	297	0.73
Paper/Forest Products	199	0.68
Power	378	0.49

Precious Metals	91	0.99
Publishing & Newspapers	174	0.70
R.E.I.T.	229	0.65
Real Estate (Development)	768	0.41

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis tomado de Damodaran

Reemplazando los datos en la ecuación se obtiene un CAPM (K_e) de 9.64%. Con respecto a la tasa de interés de la deuda (K_d) se ha elegido el valor de 5% como valor inicial, considerando que es un proyecto con riesgo moderado para el banco que financiará el proyecto, sin embargo, tomando en cuenta que el modelo de negocio se basa en un contrato de exclusividad entre HyCopper y SPCC (toda la producción de HyCopper será comprada por SPCC) se tienen ingresos garantizados, por lo cual se realizará la evaluación de sensibilidad de tasas de interés de deuda entre 1.5% hasta 8% para determinar cómo esta afectará al proyecto.

Por lo antes expuesto, determinamos que el proyecto se evaluará con un WACC (CPPC) de 4.7%. Se presentan a continuación un resumen de los supuestos considerados en el proyecto:

Tabla 0-16 Datos de financiamiento del Proyecto – Parte I

Precio del H2		
Acuerdo de compra-venta de volumen H2	9.0	USD/kg
Tasa de indexación de tarifa	1.0%	%
Costes de la instalación		
Capacidad instalada	10.0	MWp
Costes de la instalación FV	7,000,000.0	USD
Coste unitario de la instalación FV	700.0	USD/kWp
Coste inversión Electrolizador	840.0	USD/kWp
Eficiencia Electrolizador	60%	%
Incentivos a la instalación o devolución de impuestos	0.0	USD
Inversión en Electrolizadores H2	6562080.0	USD
Inversión en Compresores H2	312235.7	USD
Inversión en Tanque de Almacenamiento H2	208157.1	USD
Inversión en Convertidor de Potencia H2	499233.1	USD
Inversión en Infraestructura H2	209078.6	USD
Gastos de capital (CAPEX)	14,790,784	USD
Préstamo	11,832,628	USD
Capital	2,958,157	USD
Préstamo FV	5,600,000	USD
Capital FV	1,400,000	USD
Ratio deuda-capital (gearing)	80.00 %	%
Tasa de interés	5.00 %	%
Periodo de amortización del préstamo	20	años
Amortización lineal del préstamo	949,480.6	USD/año
Costes Participación Utilidades de Trabajadores	5.0%	%
Valor Residual de Planta al año 25 (10% inversión)	10.0%	%
K_d	5.0%	%
K_e	9.6%	%
CPPC H2	4.7%	%
CPPC FV	3.4%	%

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022

Tabla 0-17 Datos de financiamiento del Proyecto – Parte I

Costes de operación anuales		
Costes de operación anuales	93,333	USD
Cuenta reserva de mantenimiento	29,166.67	USD/año
Año de reemplazo del inversor	10	años
Gastos OyM - FV	122,500.00	USD/año
Gastos OyM - Electrolizadores	410130	USD/año
Gastos OyM - Compresores	5203.9	USD/año
Gastos OyM - Tanque de Almacenamiento	5203.93	USD/año
Gastos OyM - Convertidor de Potencia	19969.33	USD/año
Gastos OyM - Infraestructura	20907.9	
Gastos operativos (OPEX)	583,915.04	USD/año
Tasa de inflación de costes operativos (OPEX)	2.00 %	%
Información contable		
Tasa libre de riesgo	2.59 %	%
Tasa de retorno del mercado	16.98 %	%
Beta del proyecto	0.49	%
Tasa de descuento	9.64 %	%
Impuesto sobre beneficios	30.00 %	%
Depreciación lineal de impuestos	5	años
Configuración de la instalación fotovoltaica		
Años de operación	25	años
Disponibilidad de la instalación	99.50 %	%
Producción específica total	26,901,000.00	kWh
Degradación FV primer año	0.80	%
Degradación FV siguientes años	0.50	%
Degradación Electrolizadores + Otros primer año	1.00	%
Degradación Electrolizadores + Otros FV siguientes años	0.75	%
Consumo Diesel		
Consumo Diesel Camion CAEX	3600	L/día
Consumo H2 Camion CAEX	1000	kg/día
Emisiones	2.65	kgCO2Eq/L
Equivalencia (kg H2/ L D2)	3.6	L/kg
Equivalencia Emisiones (kg H2/ L D2)	0.00265	TonCO2Eq/L
Precio D2 2022	1.18	USD/L
Tasa de indexación de tarifa	1.0%	
Precio Carbono	15.00	USD/TonCO2Eq
Tasa de indexación de tarifa	1.0%	

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022

5.2. Evaluación Económica

Se procedió a realizar un flujo económico y financiero para la determinación de la viabilidad económica de HyCopper, considerando el precio de venta de 9 USD/Kg ya que en el mercado internacional se encuentra entre 8 y 10 USD/kg. Para mayor detalle revisar el Anexo 1 – Flujo económico y financiero del proyecto de producción de hidrógeno: HyCopper.

De acuerdo con lo desarrollado en el Anexo 1, se ha obtenido un TIR de 24.8% y un VAN de 3.7 MMUSD, asimismo su periodo de retorno de inversión sería aproximadamente 3 años y medio.

Asimismo, se procedió a realizar un flujo económico para la determinación de la viabilidad económica del proyecto para SPCC, considerando el precio de venta de 9 USD/Kg acordado con HyCopper, el flujo económico de solución de reemplazo de Diesel en SPCC se encuentra detallado en el Anexo 2.

Se procedió a realizar un flujo económico para la determinación de la viabilidad económica del proyecto para SPCC, considerando el precio de venta de 9 USD/Kg acordado con HyCopper. Se ha considerado un ingreso adicional con respecto a la valorización de las emisiones dejadas de generar en toneladas de carbono con un precio base referencial de 15 USD/TCO_{2e} dado que se plantea evaluar el efecto de la implementación de este mercado en este tipo de proyectos. En el Perú, el Ministerio de Economía y Finanzas estableció un precio social al carbono de 7.17 USD/TCO_{2e}⁵⁷ y en Chile se proyecta alcanzar al 2030 un precio de al menos 35 USD/TCO_{2e} como meta en su política energética⁵⁸ por lo que los 15 USD/TCO_{2e} sería una proyección aceptable como supuesto para la evaluación económica. Se considera que por cada litro de diésel se estarían emitiendo 2.61 kg-CO₂ equivalente⁵⁹.

Como se puede observar en el Anexo 2 se ha obtenido un VAN negativo de -19 MMUSD en 25 años, por lo cual se determina que a ese precio de venta de 9 USD/kg de H₂ el proyecto es inviable para SPCC. Sin embargo, al ser el precio el factor

⁵⁷ Valor obtenido del documento “El precio al carbono como instrumento de descarbonización en el contexto nacional” del Ministerio del Ambiente (2020).

⁵⁸ Valor obtenido del documento “Transición Energética de Chile - Política Energética Nacional” del Ministerio de Energía de Chile (2022).

⁵⁹ Valor obtenido según la Guía práctica para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero de la Oficina Catalana del Cambio Climático (2011).

determinante que determina la viabilidad el proyecto, se determinó el precio de venta al cual, como mínimo, se debe vender el H2 para no generar pérdidas. Se observa en el siguiente cuadro.

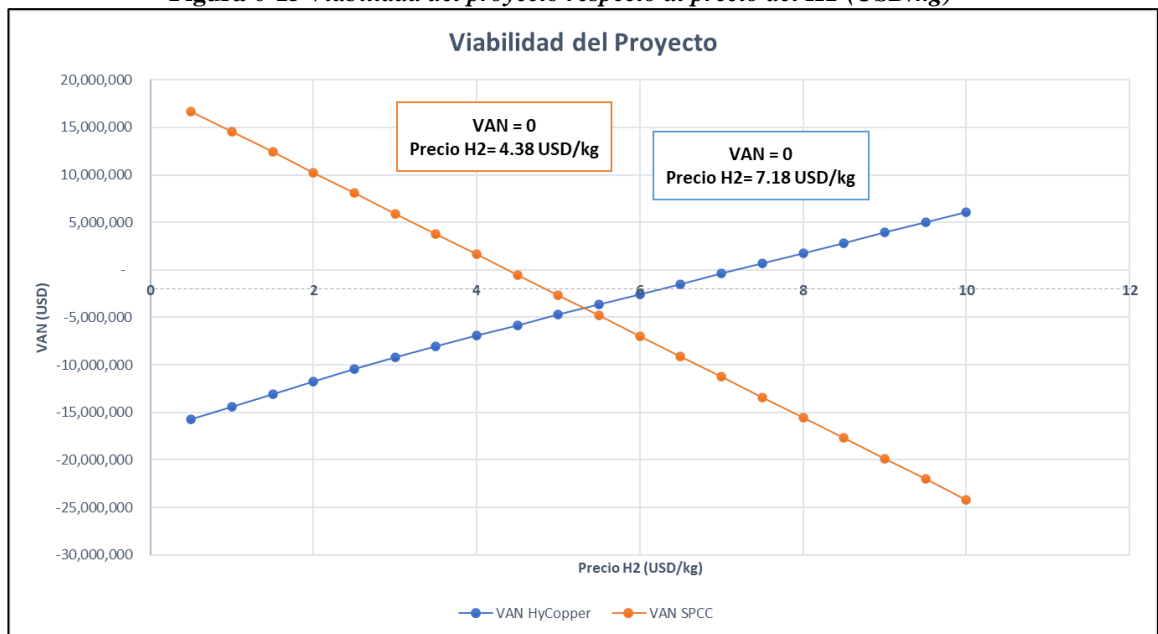
Tabla 0-18 Precio Mínimo de Compra y Venta para ambas empresas

VNA=0	Precio H2 (USD/kg)
SPCC	4.38
HyCopper	7.18

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022

Estos valores encontrados se pueden explicar con la siguiente gráfica:

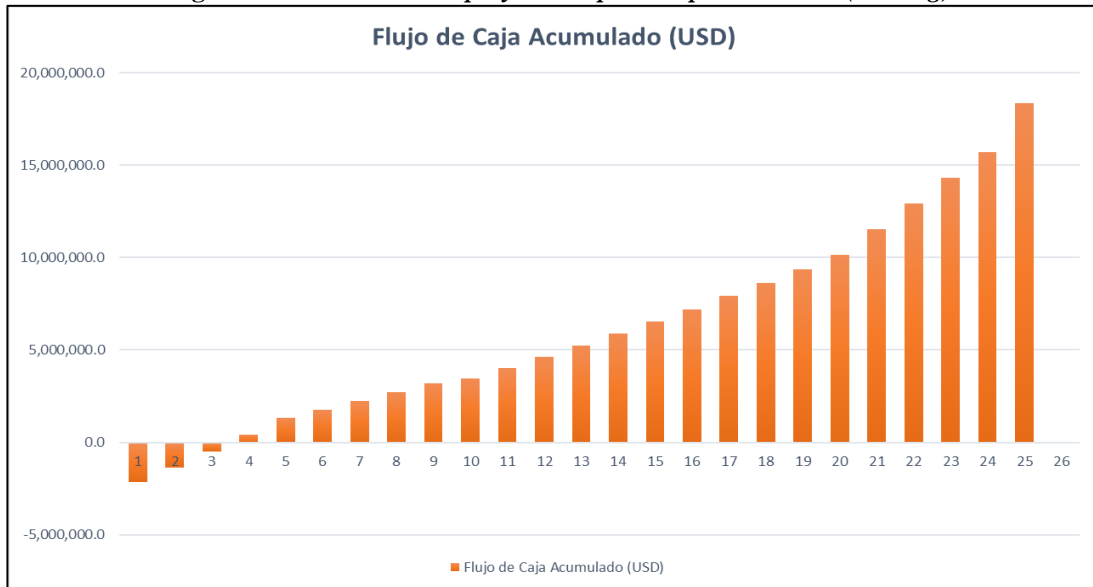
Figura 0-15 Viabilidad del proyecto respecto al precio del H2 (USD/kg)



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022

De esta gráfica se desprende que no se alcanza una intersección de los precios de venta que permita un VAN positivo para ambas empresas en las condiciones actuales del mercado, a pesar de que genera grandes ingresos a HyCopper como se ve en la siguiente imagen.

Figura 0-16 Viabilidad del proyecto respecto al precio del H2 (USD/kg)



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022

Dado que la viabilidad del negocio para SPCC depende enteramente de que el precio del H2 se encuentre por debajo de 4.38 USD/kg considerando que el precio del Diesel tenderá a subir, se buscará la manera de lograr producir H2 a costos menores.

Para determinar el costo de producción de H2 se utilizará el concepto de Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH)

5.3. Costo Nivelado de Hidrógeno

El indicador conocido como Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH por sus siglas en inglés) que tiene su símil en el Costo Nivelado de Electricidad (LCOE por sus siglas en inglés), nos proporciona información del costo de construir y operar una instalación de hidrógeno durante su vida útil o años de evaluación de un proyecto.

La expresión por utilizar para este cálculo será la siguiente:

$$LCOH = \frac{VPN (CAPEX + OPEX)}{VPN (Producción H2)} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{I_i + O_i}{(1+t)^n}}{\sum_{i=1}^n \frac{H_2}{(1+t)^n}}$$

Donde:

$I_i = \text{Costo de Inversión año } i$

$O_i = \text{Costo de Operación y Mantenimiento año } i$

$t = \text{tasa de descuento: WACC(CPCC)}$

$H_2 = \text{Producción de hidrógeno}$

Realizando los cálculos a 25 años correspondientes a este proyecto, se obtiene un LCOH de 6.10 USD/kg, como se puede apreciar en la siguiente tabla:

Tabla 0-19 Evaluación LCOH

	2023	2024	2025	2047	2048
Año	0	1	2	24	25
Producción Anual H2 (kg/año)		283,841.87	281,713.06	238,714.23	236,923.88
CAPEX	14,790,784.43				
OPEX		583,915.04	585,781.70	608,592.30	611,535.85
Savings					
Total Costos de Inversión	14,790,784.43	-	-	-	-
Total Costos de OyM		583,915.04	585,781.70	608,592.30	611,535.85
Total: Valores de Rescate		-	-	-	-
Total Costos	14,790,784.43	583,915.04	585,781.70	608,592.30	611,535.85
VNA TC	23,355,745.86				
VNA H2	3,828,874.00				
LHEC					6.10

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022

Esto quiere decir que a HyCopper le es imposible vender el H2 producido por debajo de este precio ya que refleja netamente los costos de producción. Por lo tanto, para lograr la viabilidad económica del conjunto del proyecto, se debe conseguir disminuir este indicador a valores que hagan rentable un precio de venta de aproximadamente 4.38 USD/kg.

Para ello realizaremos un análisis de sensibilidad de este precio, considerando variaciones en los siguientes puntos:

- *Costos de Instalación Central PV (USD/kWp)*
- *Costos de Electrolizadores (USD/kW)*
- *Eficiencia del Electrolizador*
- *Tasa de Interés de Deuda (Kd)*

Se están considerando estos parámetros como los más relevantes al estimar la viabilidad del proyecto.

5.4. Análisis de Sensibilidad del LCOH

5.4.1. Costos de Instalación Central PV (USD/kWp)

Se procedió a realizar la simulación:

5.4.2. Costos de Instalación Central PV (USD/kWp) y Costo de Electrolizadores (USD/Kw) (60% de eficiencia del electrolizador + Kd 5%)

Se procedió a realizar la simulación, de la cual se obtiene que con las condiciones actuales de 60% de eficiencia del electrolizador con una tasa de interés de deuda de 5%, se puede obtener un LCOH menor a 4.38 USD para el siguiente perfil. Se están considerando costos de inversión y OyM de la central FV para los cálculos de LCOH.

Tabla 0-20 Evaluación LCOH

6.10	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950
100	2.60	2.70	2.81	2.91	3.01	3.11	3.21	3.32	3.42	3.52	3.62	3.72	3.83	3.93	4.03	4.13	4.23	4.34
125	2.68	2.79	2.89	2.99	3.09	3.19	3.30	3.40	3.50	3.60	3.70	3.81	3.91	4.01	4.11	4.22	4.32	4.42
150	2.77	2.87	2.97	3.07	3.18	3.28	3.38	3.48	3.58	3.69	3.79	3.89	3.99	4.09	4.20	4.30	4.40	4.50
175	2.85	2.95	3.05	3.16	3.26	3.36	3.46	3.56	3.67	3.77	3.87	3.97	4.07	4.18	4.28	4.38	4.48	4.58
200	2.93	3.04	3.14	3.24	3.34	3.44	3.55	3.65	3.75	3.85	3.95	4.06	4.16	4.26	4.36	4.46	4.57	4.67
225	3.02	3.12	3.22	3.32	3.42	3.53	3.63	3.73	3.83	3.93	4.04	4.14	4.24	4.34	4.44	4.55	4.65	4.75
250	3.10	3.20	3.30	3.41	3.51	3.61	3.71	3.81	3.92	4.02	4.12	4.22	4.32	4.43	4.53	4.63	4.73	4.83
275	3.18	3.28	3.39	3.49	3.59	3.69	3.79	3.90	4.00	4.10	4.20	4.30	4.41	4.51	4.61	4.71	4.81	4.92
300	3.26	3.37	3.47	3.57	3.67	3.77	3.88	3.98	4.08	4.18	4.28	4.39	4.49	4.59	4.69	4.79	4.90	5.00
325	3.35	3.45	3.55	3.65	3.76	3.86	3.96	4.06	4.16	4.27	4.37	4.47	4.57	4.67	4.78	4.88	4.98	5.08
350	3.43	3.53	3.63	3.74	3.84	3.94	4.04	4.14	4.25	4.35	4.45	4.55	4.65	4.76	4.86	4.96	5.06	5.16
375	3.51	3.62	3.72	3.82	3.92	4.02	4.13	4.23	4.33	4.43	4.53	4.64	4.74	4.84	4.94	5.04	5.15	5.25
400	3.60	3.70	3.80	3.90	4.00	4.11	4.21	4.31	4.41	4.51	4.62	4.72	4.82	4.92	5.02	5.13	5.23	5.33
425	3.68	3.78	3.88	3.98	4.09	4.19	4.29	4.39	4.49	4.60	4.70	4.80	4.90	5.01	5.11	5.21	5.31	5.41
450	3.76	3.86	3.97	4.07	4.17	4.27	4.37	4.48	4.58	4.68	4.78	4.88	4.99	5.09	5.19	5.29	5.39	5.50
475	3.84	3.95	4.05	4.15	4.25	4.35	4.46	4.56	4.66	4.76	4.86	4.97	5.07	5.17	5.27	5.37	5.48	5.58
500	3.93	4.03	4.13	4.23	4.34	4.44	4.54	4.64	4.74	4.85	4.95	5.05	5.15	5.25	5.36	5.46	5.56	5.66
525	4.01	4.11	4.21	4.32	4.42	4.52	4.62	4.72	4.83	4.93	5.03	5.13	5.23	5.34	5.44	5.54	5.64	5.74
550	4.09	4.20	4.30	4.40	4.50	4.60	4.71	4.81	4.91	5.01	5.11	5.22	5.32	5.42	5.52	5.62	5.73	5.83
575	4.18	4.28	4.38	4.48	4.58	4.69	4.79	4.89	4.99	5.09	5.20	5.30	5.40	5.50	5.60	5.71	5.81	5.91
600	4.26	4.36	4.46	4.56	4.67	4.77	4.87	4.97	5.07	5.18	5.28	5.38	5.48	5.58	5.69	5.79	5.89	5.99
625	4.34	4.44	4.55	4.65	4.75	4.85	4.95	5.06	5.16	5.26	5.36	5.46	5.57	5.67	5.77	5.87	5.97	6.08
650	4.42	4.53	4.63	4.73	4.83	4.93	5.04	5.14	5.24	5.34	5.44	5.55	5.65	5.75	5.85	5.95	6.06	6.16
675	4.51	4.61	4.71	4.81	4.92	5.02	5.12	5.22	5.32	5.43	5.53	5.63	5.73	5.83	5.94	6.04	6.14	6.24
700	4.59	4.69	4.79	4.90	5.00	5.10	5.20	5.30	5.41	5.51	5.61	5.71	5.81	5.92	6.02	6.12	6.22	6.32
725	4.67	4.77	4.88	4.98	5.08	5.18	5.29	5.39	5.49	5.59	5.69	5.80	5.90	6.00	6.10	6.20	6.31	6.41
750	4.76	4.86	4.96	5.06	5.16	5.27	5.37	5.47	5.57	5.67	5.78	5.88	5.98	6.08	6.18	6.29	6.39	6.49
775	4.84	4.94	5.04	5.14	5.25	5.35	5.45	5.55	5.65	5.76	5.86	5.96	6.06	6.16	6.27	6.37	6.47	6.57
800	4.92	5.02	5.13	5.23	5.33	5.43	5.53	5.64	5.74	5.84	5.94	6.04	6.15	6.25	6.35	6.45	6.55	6.66
825	5.00	5.11	5.21	5.31	5.41	5.51	5.62	5.72	5.82	5.92	6.02	6.13	6.23	6.33	6.43	6.53	6.64	6.74
850	5.09	5.19	5.29	5.39	5.50	5.60	5.70	5.80	5.90	6.01	6.11	6.21	6.31	6.41	6.52	6.62	6.72	6.82
875	5.17	5.27	5.37	5.48	5.58	5.68	5.78	5.88	5.99	6.09	6.19	6.29	6.39	6.50	6.60	6.70	6.80	6.90
900	5.25	5.35	5.46	5.56	5.66	5.76	5.86	5.97	6.07	6.17	6.27	6.37	6.48	6.58	6.68	6.78	6.89	6.99
925	5.34	5.44	5.54	5.64	5.74	5.85	5.95	6.05	6.15	6.25	6.36	6.46	6.56	6.66	6.76	6.87	6.97	7.07
950	5.42	5.52	5.62	5.72	5.83	5.93	6.03	6.13	6.23	6.34	6.44	6.54	6.64	6.74	6.85	6.95	7.05	7.15
975	5.50	5.60	5.71	5.81	5.91	6.01	6.11	6.22	6.32	6.42	6.52	6.62	6.73	6.83	6.93	7.03	7.13	7.24
1000	5.58	5.69	5.79	5.89	5.99	6.09	6.20	6.30	6.40	6.50	6.60	6.71	6.81	6.91	7.01	7.11	7.22	7.32
1025	5.67	5.77	5.87	5.97	6.08	6.18	6.28	6.38	6.48	6.59	6.69	6.79	6.89	6.99	7.10	7.20	7.30	7.40
1050	5.75	5.85	5.95	6.06	6.16	6.26	6.36	6.46	6.57	6.67	6.77	6.87	6.97	7.08	7.18	7.28	7.38	7.48
1075	5.83	5.93	6.04	6.14	6.24	6.34	6.44	6.55	6.65	6.75	6.85	6.95	7.06	7.16	7.26	7.36	7.46	7.57
1100	5.92	6.02	6.12	6.22	6.32	6.43	6.53	6.63	6.73	6.83	6.94	7.04	7.14	7.24	7.34	7.45	7.55	7.65

Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022.

5.4.3. Costos de Instalación Central PV (USD/kWp) y Costo de Electrolizadores (USD/Kw) (95% de eficiencia del electrolizador + Kd 1.5%)

Se procedió a realizar la simulación, de la cual se obtiene que con las condiciones futuras de 95% de eficiencia del electrolizador con una tasa de interés de deuda de 1.5%, se puede obtener un LCOH menor a 4.38 USD para el siguiente perfil. Se están considerando costos de inversión y OyM de la central FV para los cálculos de LCOH.

Tabla 0-21 Evaluación LCOH

4.58	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950
100	2.28	2.36	2.44	2.53	2.61	2.69	2.78	2.86	2.94	3.03	3.11	3.19	3.27	3.36	3.44	3.52	3.61	3.69
125	2.32	2.40	2.49	2.57	2.65	2.74	2.82	2.90	2.99	3.07	3.15	3.24	3.32	3.40	3.49	3.57	3.65	3.74
150	2.37	2.45	2.53	2.62	2.70	2.78	2.87	2.95	3.03	3.11	3.20	3.28	3.36	3.45	3.53	3.61	3.70	3.78
175	2.41	2.49	2.58	2.66	2.74	2.83	2.91	2.99	3.08	3.16	3.24	3.33	3.41	3.49	3.58	3.66	3.74	3.83
200	2.46	2.54	2.62	2.71	2.79	2.87	2.95	3.04	3.12	3.20	3.29	3.37	3.45	3.54	3.62	3.70	3.79	3.87
225	2.50	2.58	2.67	2.75	2.83	2.92	3.00	3.08	3.17	3.25	3.33	3.42	3.50	3.58	3.67	3.75	3.83	3.92
250	2.54	2.63	2.71	2.79	2.88	2.96	3.04	3.13	3.21	3.29	3.38	3.46	3.54	3.63	3.71	3.79	3.88	3.96
275	2.59	2.67	2.76	2.84	2.92	3.01	3.09	3.17	3.26	3.34	3.42	3.51	3.59	3.67	3.76	3.84	3.92	4.01
300	2.63	2.72	2.80	2.88	2.97	3.05	3.13	3.22	3.30	3.38	3.47	3.55	3.63	3.72	3.80	3.88	3.97	4.05
325	2.68	2.76	2.85	2.93	3.01	3.10	3.18	3.26	3.35	3.43	3.51	3.60	3.68	3.76	3.85	3.93	4.01	4.10
350	2.72	2.81	2.89	2.97	3.06	3.14	3.22	3.31	3.39	3.47	3.56	3.64	3.72	3.81	3.89	3.97	4.06	4.14
375	2.77	2.85	2.94	3.02	3.10	3.19	3.27	3.35	3.44	3.52	3.60	3.69	3.77	3.85	3.94	4.02	4.10	4.18
400	2.81	2.90	2.98	3.06	3.15	3.23	3.31	3.40	3.48	3.56	3.65	3.73	3.81	3.90	3.98	4.06	4.15	4.23
425	2.86	2.94	3.03	3.11	3.19	3.28	3.36	3.44	3.53	3.61	3.69	3.77	3.86	3.94	4.02	4.11	4.19	4.27
450	2.90	2.99	3.07	3.15	3.24	3.32	3.40	3.49	3.57	3.65	3.74	3.82	3.90	3.99	4.07	4.15	4.24	4.32
475	2.95	3.03	3.12	3.20	3.28	3.37	3.45	3.53	3.61	3.70	3.78	3.86	3.95	4.03	4.11	4.20	4.28	4.36
500	2.99	3.08	3.16	3.24	3.33	3.41	3.49	3.58	3.66	3.74	3.83	3.91	3.99	4.08	4.16	4.24	4.33	4.41
525	3.04	3.12	3.20	3.29	3.37	3.45	3.54	3.62	3.70	3.79	3.87	3.95	4.04	4.12	4.20	4.29	4.37	4.45
550	3.08	3.17	3.25	3.33	3.42	3.50	3.58	3.67	3.75	3.83	3.92	4.00	4.08	4.17	4.25	4.33	4.42	4.50
575	3.13	3.21	3.29	3.38	3.46	3.54	3.63	3.71	3.79	3.88	3.96	4.04	4.13	4.21	4.29	4.38	4.46	4.54
600	3.17	3.26	3.34	3.42	3.51	3.59	3.67	3.76	3.84	3.92	4.01	4.09	4.17	4.26	4.34	4.42	4.51	4.59
625	3.22	3.30	3.38	3.47	3.55	3.63	3.72	3.80	3.88	3.97	4.05	4.13	4.22	4.30	4.38	4.47	4.55	4.63
650	3.26	3.35	3.43	3.51	3.60	3.68	3.76	3.85	3.93	4.01	4.10	4.18	4.26	4.35	4.43	4.51	4.60	4.68
675	3.31	3.39	3.47	3.56	3.64	3.72	3.81	3.89	3.97	4.06	4.14	4.22	4.31	4.39	4.47	4.56	4.64	4.72
700	3.35	3.44	3.52	3.60	3.69	3.77	3.85	3.94	4.02	4.10	4.19	4.27	4.35	4.44	4.52	4.60	4.68	4.77
725	3.40	3.48	3.56	3.65	3.73	3.81	3.90	3.98	4.06	4.15	4.23	4.31	4.40	4.48	4.56	4.65	4.73	4.81
750	3.44	3.53	3.61	3.69	3.78	3.86	3.94	4.03	4.11	4.19	4.27	4.36	4.44	4.52	4.61	4.69	4.77	4.86
775	3.49	3.57	3.65	3.74	3.82	3.90	3.99	4.07	4.15	4.24	4.32	4.40	4.49	4.57	4.65	4.74	4.82	4.90
800	3.53	3.62	3.70	3.78	3.87	3.95	4.03	4.11	4.20	4.28	4.36	4.45	4.53	4.61	4.70	4.78	4.86	4.95
825	3.58	3.66	3.74	3.83	3.91	3.99	4.08	4.16	4.24	4.33	4.41	4.49	4.58	4.66	4.74	4.83	4.91	4.99
850	3.62	3.70	3.79	3.87	3.95	4.04	4.12	4.20	4.29	4.37	4.45	4.54	4.62	4.70	4.79	4.87	4.95	5.04
875	3.67	3.75	3.83	3.92	4.00	4.08	4.17	4.25	4.33	4.42	4.50	4.58	4.67	4.75	4.83	4.92	5.00	5.08
900	3.71	3.79	3.88	3.96	4.04	4.13	4.21	4.29	4.38	4.46	4.54	4.63	4.71	4.79	4.88	4.96	5.04	5.13
925	3.76	3.84	3.92	4.01	4.09	4.17	4.26	4.34	4.42	4.51	4.59	4.67	4.76	4.84	4.92	5.01	5.09	5.17
950	3.80	3.88	3.97	4.05	4.13	4.22	4.30	4.38	4.47	4.55	4.63	4.72	4.80	4.88	4.97	5.05	5.13	5.22
975	3.85	3.93	4.01	4.10	4.18	4.26	4.35	4.43	4.51	4.60	4.68	4.76	4.85	4.93	5.01	5.10	5.18	5.26
1000	3.89	3.97	4.06	4.14	4.22	4.31	4.39	4.47	4.56	4.64	4.72	4.81	4.89	4.97	5.06	5.14	5.22	5.31
1025	3.94	4.02	4.10	4.19	4.27	4.35	4.44	4.52	4.60	4.69	4.77	4.85	4.93	5.02	5.10	5.18	5.27	5.35
1050	3.98	4.06	4.15	4.23	4.31	4.40	4.48	4.56	4.65	4.73	4.81	4.90	4.98	5.06	5.15	5.23	5.31	5.40
1075	4.03	4.11	4.19	4.28	4.36	4.44	4.53	4.61	4.69	4.77	4.86	4.94	5.02	5.11	5.19	5.27	5.36	5.44
1100	4.07	4.15	4.24	4.32	4.40	4.49	4.57	4.65	4.74	4.82	4.90	4.99	5.07	5.15	5.24	5.32	5.40	5.49

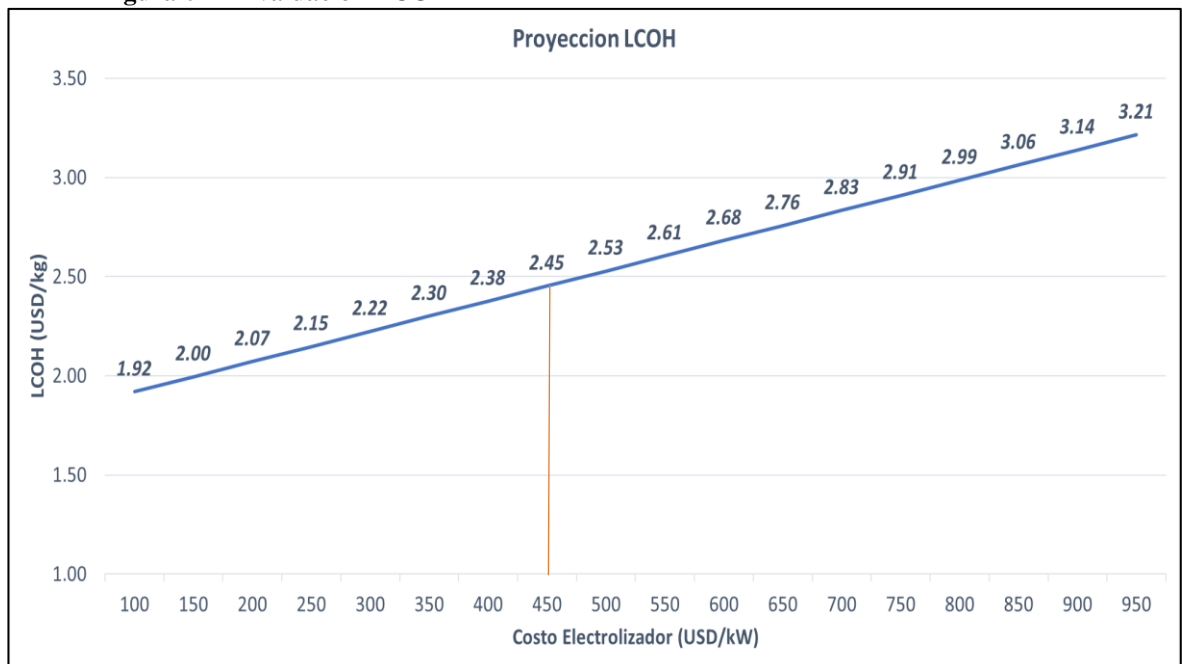
Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022.

- Dado que se esperan precios de electrolizadores para el 2030 de 400 a 500 USD/KW (Fraunhofer ISE, 2022) y se tiene proyectado que los costos de instalación fotovoltaicos se encuentren en niveles de 450 USD/kwp (BID, 2019), se estima que el LCOH se encontrará aproximadamente en 3.49 USD/kg. Esto concuerda con las estimaciones de H2 Perú, publicadas en agosto 2021 (H2 Perú Position Paper, 2021) en el cual se indica que en el Perú se alcanzarán niveles de LCOH entre 2.51 y 5.23 USD/kg H2.
- Además, se proyecta que para el 2026 se tendrían costos por debajo de 4.38 USD/kg y se podría realizar el proyecto con cierta rentabilidad.

5.4.4. Costo de Electrolizadores (USD/kW) (95% de eficiencia del electrolizador + Kd 1.5%) – Sin costos de la central PV.

Se procedió a realizar la simulación, de la cual se obtiene que con las condiciones futuras de 95% de eficiencia del electrolizador con una tasa de interés de deuda de 1.5%. No se están considerando costos de inversión y OyM de la central PV para los cálculos de LCOH.

Figura 0-17 Evaluación LCOH



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022.

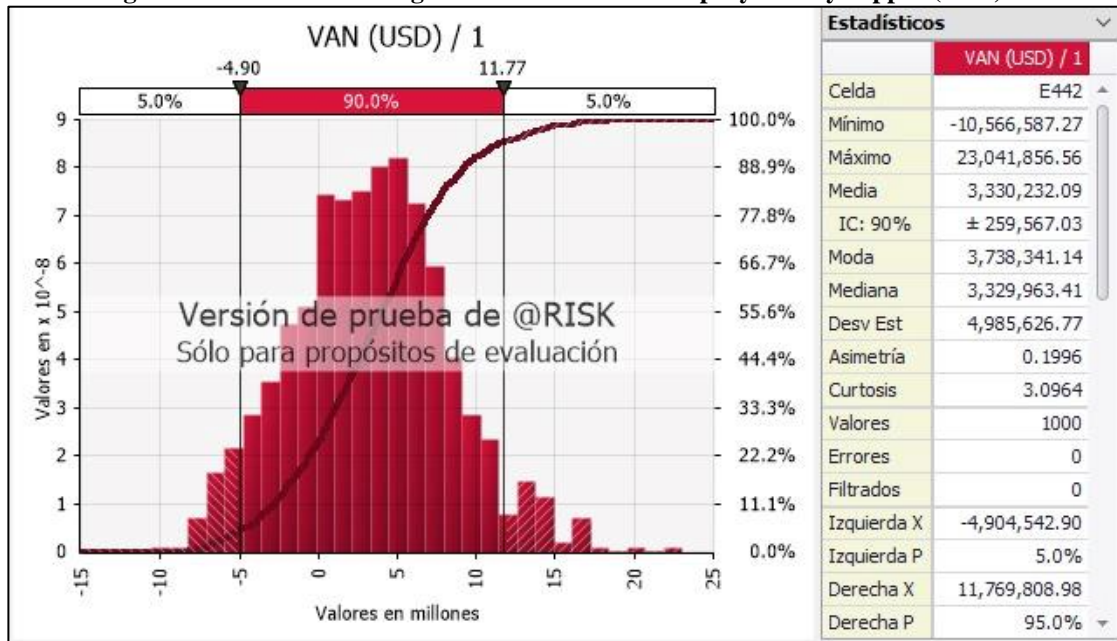
Dado que se esperan precios de electrolizadores para el 2030 de 400 a 500 USD/KW (Fraunhofer ISE, 2022 se estima que el LCOH se encontrará aproximadamente en 2.45 USD/kg.

5.5. Análisis de Sensibilidad del VAN (USD):

Obteniendo los primeros resultados del VAN con Excel, se procedió a realizar un análisis más completo con el software @Risk 8.2 con respecto a la afectación de otros parámetros al resultado final de creación de valor, siendo estos los siguientes:

- *Acuerdo de compra – venta de volumen de H₂: Variación <3 - 11> USD/kg*
- *Costo unitario de instalación FV: Variación <300 - 1000> USD/KWp*
- *Costo de inversión de electrolizador: Variación <300 - 1000> USD/KW*
- *Eficiencia del electrolizador: Variación <50 - 95> %*
- *Tasa de interés de la deuda: Variación <1.5 - 8> %*
- *Capacidad instalada: Variación <5 - 15> MW*
- *Ratio de endeudamiento: Variación <72 - 88> %*
- *Tasa de inflación: Variación +/- 5%*

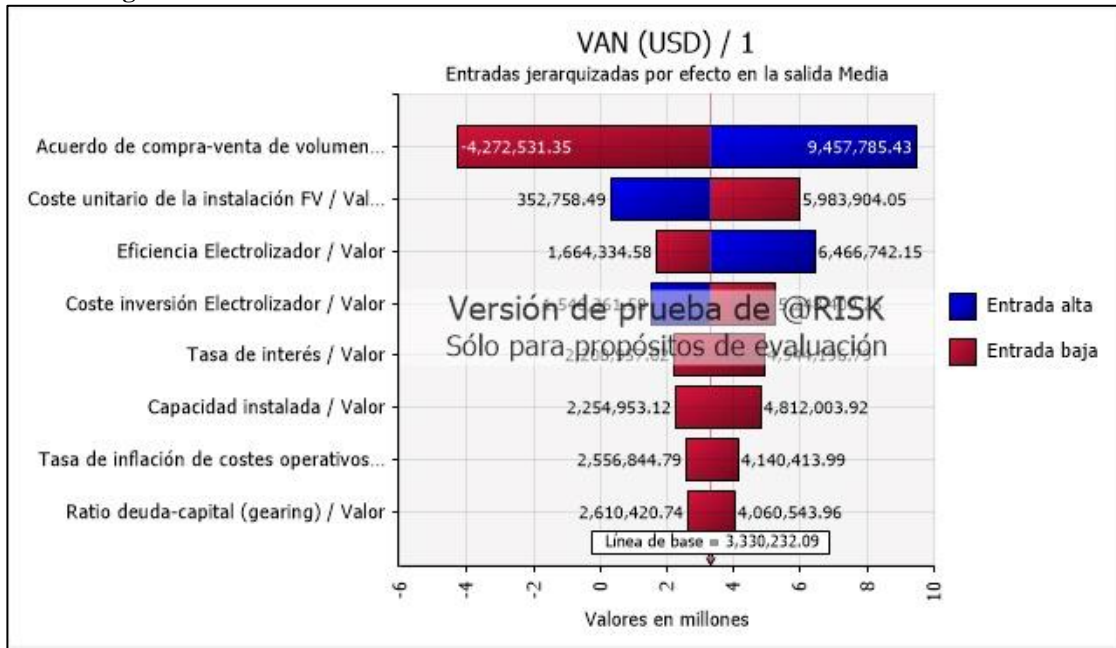
Figura 0-18 Análisis de riesgo con @Risk – VAN del proyecto HyCopper (USD)



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis mediante software @Risk, 2022

Se puede observar en la figura que la mayor probabilidad se obtiene con un VAN (del proyecto HyCopper) entre -4.90 MMUSD y 11.77 MMUSD, siendo la media obtenida en 3.33 MMUSD. Lo cual es un buen indicativo de la probabilidad de éxito del negocio.

Figura 0-19 Análisis de sensibilidad



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis mediante software @Risk, 2022

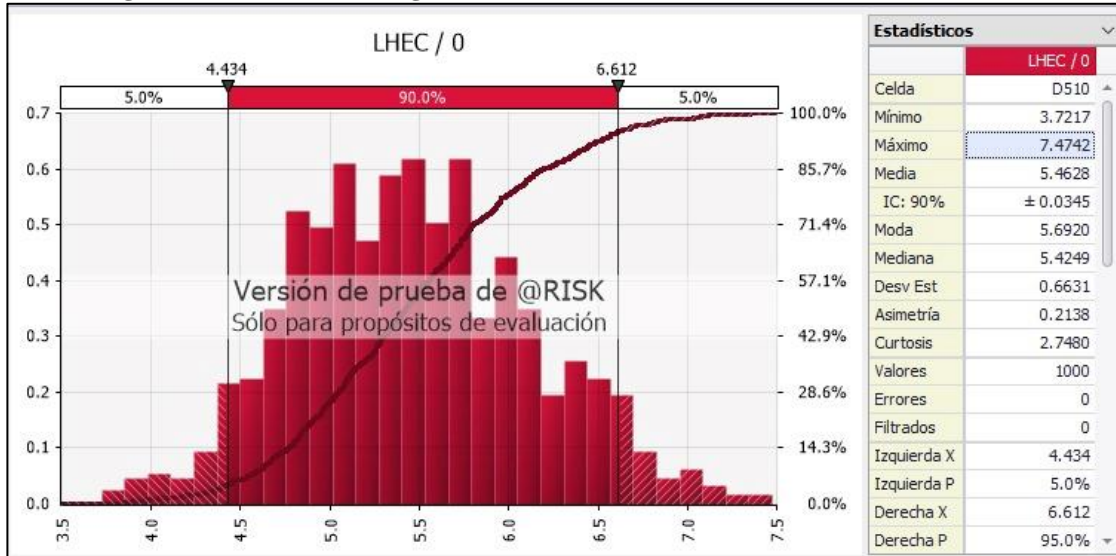
Asimismo, la mayor afectación la producen tanto el acuerdo de compraventa de hidrógeno de energía como el costo unitario de la instalación FV.

5.6. Análisis de Sensibilidad del LCOH - @Risk

Obteniendo los primeros resultados del LCOH (LHEC) con Excel, se procedió a realizar un análisis más completo con el software @Risk 8.2 con respecto a la afectación de otros parámetros al resultado final de costo de producción, siendo estos los siguientes:

- *Acuerdo de compra – venta de volumen de H₂: Variación <3 - 11> USD/kg*
- *Costo unitario de instalación FV: Variación <300 - 1000> USD/KWp*
- *Costo de inversión de electrolizador: Variación <300 - 1000> USD/KW*
- *Eficiencia del electrolizador: Variación <50 - 95> %*
- *Tasa de interés de la deuda: Variación <1.5 - 8> %*
- *Capacidad instalada: Variación <5 - 15> MW*
- *Ratio de endeudamiento: Variación <72 - 88> %*
- *Tasa de inflación: Variación +/- 5%*

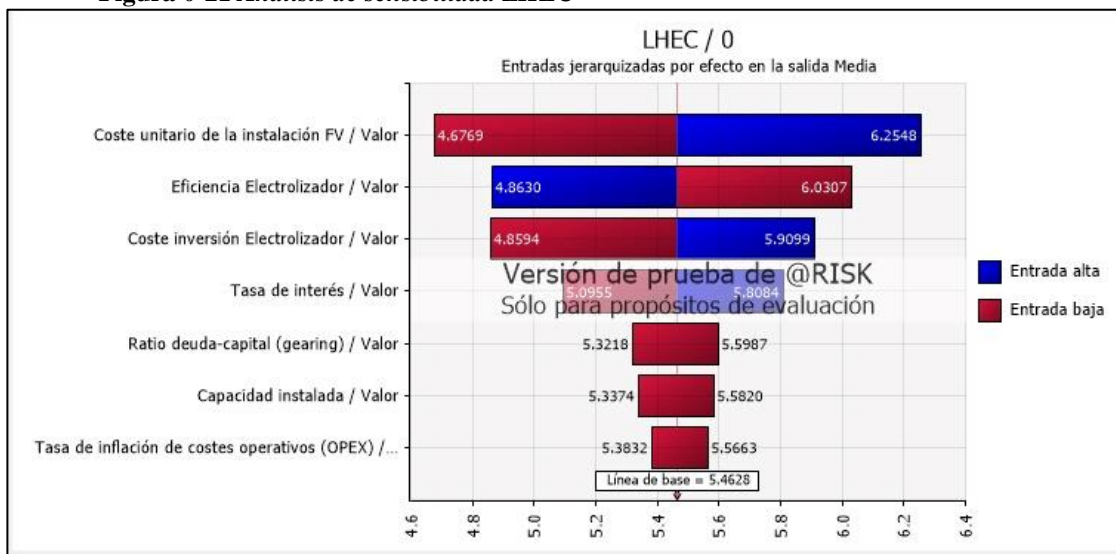
Figura 0-20 Análisis de riesgo con @Risk – LHEC (USD)



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis mediante software @Risk, 2022

Se puede observar en la figura que la mayor probabilidad de se obtiene con un LHEC entre 4.43 USD/kg y 6.61 USD/kg, siendo la media obtenida en 5.46 USD/kg, lo cual es un indicador del alto costo de producción ante diferentes escenarios.

Figura 0-21 Análisis de sensibilidad LHEC



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis mediante software @Risk, 2022

Asimismo, la mayor afectación la producen tanto el costo unitario de la instalación como la eficiencia del electrolizador.

5.7. Central Electrolizadora – Producción H2 verde

Para realizar la verificación de producción de H2 verde se utilizará el modelo H2A Production Model: **Versión 3.2018**⁶⁰, el permite calcular el costo nivelado de producción del hidrogeno, realizar análisis de sensibilidad de los resultados que se han obtenido y detallar y organizar todas las variables de entrada. El modelo H2A Production Model, realiza un análisis técnico-económico para la producción de hidrogeno, estimando como variable de salida el costo de producción del hidrogeno usando una metodología de flujo de caja descontado.

Este modelo se basa en los siguientes supuestos:

- El electrolizador es de tecnología PEM, utiliza agua y energía eléctrica externa al proceso principal.
- No se considera el costo de la inversión de la central con fuentes renovables.
- El cálculo de LCOH se realizan sin contar los costos de instalación de la central de generación renovable.
- Los inputs del modelo son principalmente: costos de capital, costos de OyM, costos variables (consumo eléctrico, agua, insumos varios, etc.), costos de reemplazo, producción diaria de hidrógeno, factor de planta, las tasas de impuesto relativas al país de evaluación, depreciación lineal y periodos de construcción.
- Precios de energía ascendentes a libre modificación de acuerdo al mercado de evaluación.

Ante lo mencionado, se determina que es un modelo aplicable a la evaluación del proyecto piloto.

Cabe indicar que el modelo utilizado proviene de la oficina de investigación de celdas de combustible e hidrógeno del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) de Estados Unidos, el cual ha sido validado de numerosos artículos.

5.7.1. Aplicación del modelo

El resumen de los parámetros se presenta en la siguiente tabla:

⁶⁰ Modelo de evaluación de proyectos de hidrógeno.
https://www.hydrogen.energy.gov/h2a_production.html

Tabla 0-22 Flujo económico y financiero del proyecto de hidrógeno

	Parámetro	Unidad	Valor
Generales	Inicio de Operación	Año	2023
	Vida Útil	Año	25
	Años de Construcción	Año	1
Parámetros Técnicos	Capacidad de la planta	kg/día	992
	Factor de planta	%	80.3
	Producción anual	kg/año	290801
	Uso eléctrico total	kWhAC/kg	38.36
	Consumo de energía del electrolizador	MW	7.81
Parámetros Financieros	Inversión Año 1	%	100%
	Inversión Año 2	%	0%
	Inversión Año 3	%	0%
	Depreciación	Año	5
	Participación Capital	%	20
	Inflación	%	2%
	Variación anual costos operativos	%	2%
Costos de Capital	Costo de capital total	USD/kW	700
	Costo Directo de Capital Total	USD	33600000
Costos Operativos	Precio Electricidad	USD/MWh	21.87
	Precio Agua	USD/gal	2.67
	O&M	% CAPEX	2
	Costo Laboral	USD/HH	30
	Seguros	% CAPEX	2

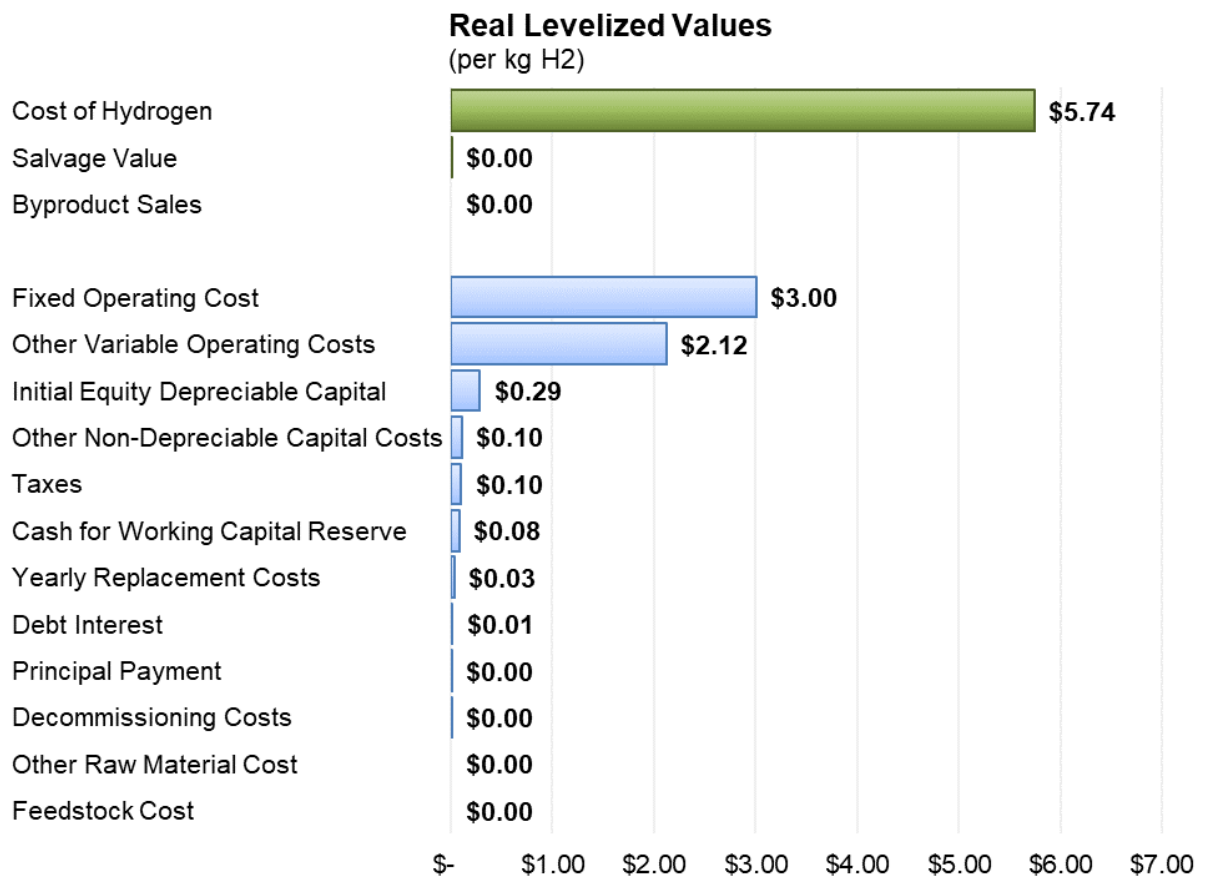
Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022

5.7.2. Resultados de la evaluación

Para el caso planteado, con un objetivo de producción de 21000 kg/día, el costo nivelado de producción de hidrogeno proveniente de energía renovable es de 6,93 USD/Kg. De los cuales, los otros costos variables operativos representan el 57% y los costos fijos operativos representan 16%.

La Figura 5-10, presenta los resultados del caso analizado y la participación en el precio de cada componente del H2A Production Model.

Figura 0-22 Estructura de precio de Costo Nivelado de Producción H2

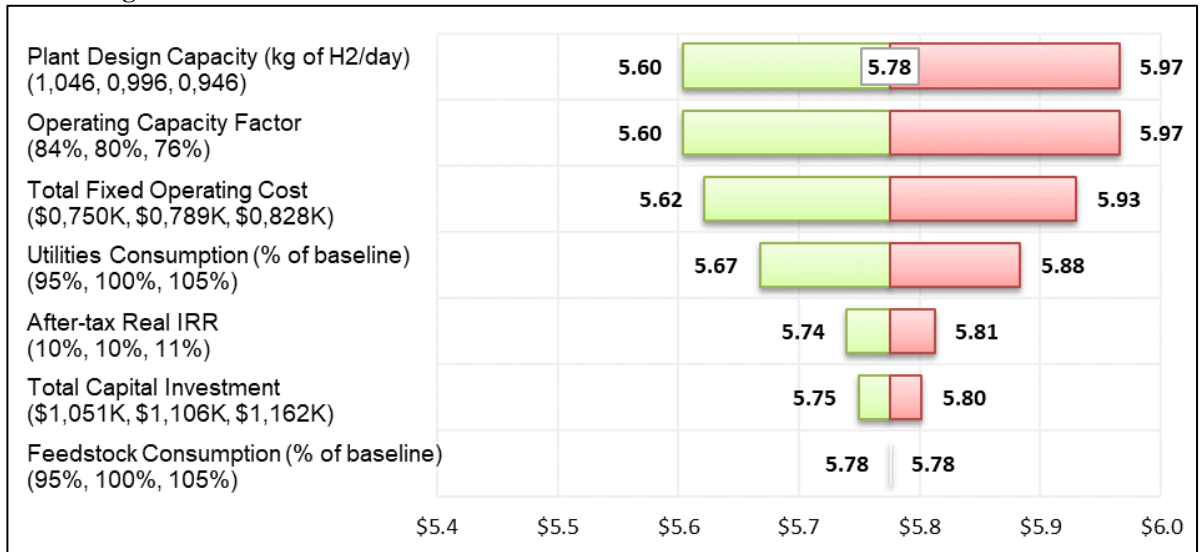


Fuente y elaboración: Autores de esta tesis mediante el Modelo H2A – NREL, 2022

5.7.3. *Análisis de sensibilidad*

La Figura 5-11, muestra el análisis de sensibilidad del 5% para los componentes principales del modelo. La principal variación del costo nivelado de producción de hidrogeno proveniente de energía renovable, resulta del incremento al 5% del factor de consumo, que determina los costos totales de los insumos electricidad y agua del sistema, con un impacto de 0.20 USD/Kg.

Figura 0-23 Análisis de sensibilidad +/- 5% de variación



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis mediante software @Risk, 2022

Se observa que la mayor afectación en el precio del hidrógeno verde en la actualidad es producida por el consumo de electricidad y agua (precio esencialmente), la capacidad de la planta, los altos costos de inversión y el factor de planta de la central renovable a considerar para el análisis.

Resulta interesante ver que la capacidad de producción de la planta tiene un impacto significativo como lo es el consumo de electricidad, por lo que eso indicaría que los proyectos de elevado nivel de producción serían rentables en gran medida (serían altamente escalables) debido a los bajos precios futuros en el mercado producto de bajos costos de centrales renovables.

Cabe resaltar que este análisis se ha realizado considerando un escenario de variaciones de +/- 5% con respecto a los principales factores que afectarían el valor del costo del H2 verde.

Figura 0-24 Análisis de sensibilidad +/- 5% de variación – Curvas de probabilidad

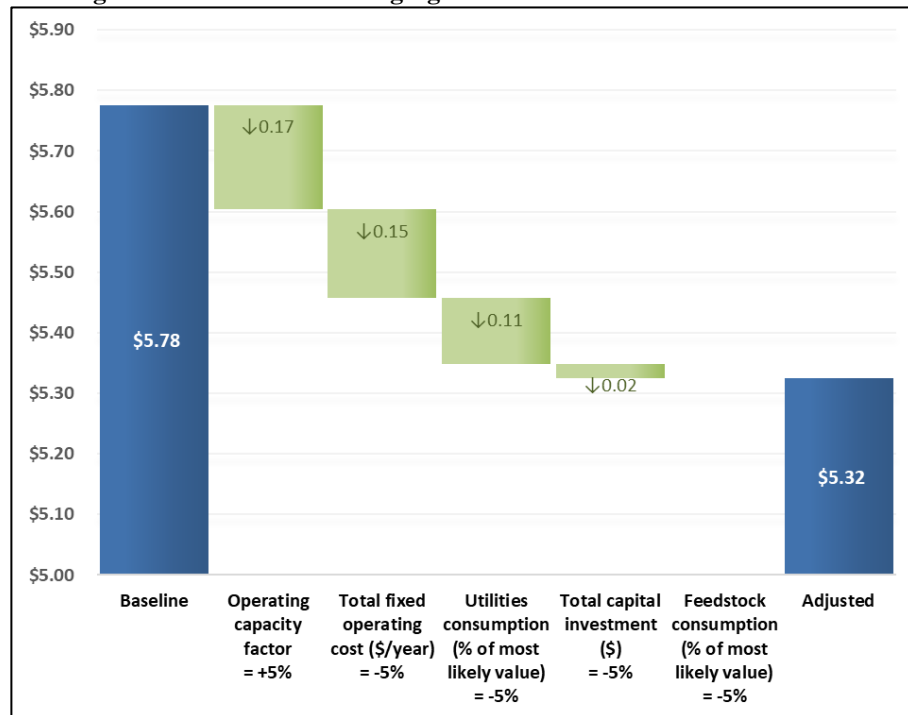


Fuente y elaboración: Autores de esta tesis mediante software @Risk, 2022

Se observa de la curva de probabilidad, que los cálculos se podrían acotar entre 5.6 y 5.90 USD/kg con una probabilidad acumulada mayor al 40%, lo que da una idea clara que ahora la producción de H2 verde en el Perú no es competitiva en la actualidad.

Como se puede apreciar en la siguiente figura, si se reduce en 5% los consumos de electricidad y agua, la inversión (CAPEX), los costos fijos y aumenta en 5% el factor de planta, se podría obtener un costo de H2 verde de 5.32 USD/kg.

Figura 0-25 Estructura desagregada del análisis de sensibilidad



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis mediante software @Risk, 2022

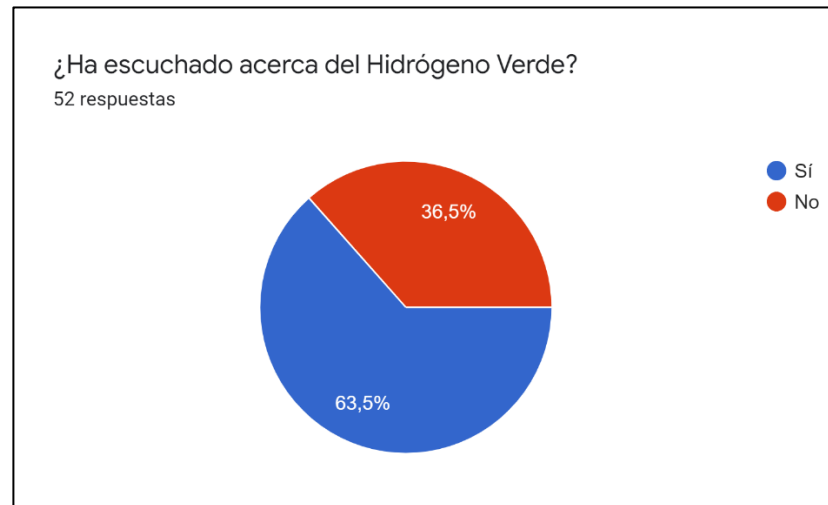
5.8. Análisis de resultados

El hidrógeno como vector energético, podría reemplazar el uso de combustibles fósiles para los procesos mineros de transporte, carga y descarga de minerales. Es importante resaltar que la proyección de precios utilizada incluye componentes de transporte referencial y el costo nivelado del hidrogeno aún no incluye costos de transporte o distribución.

Para el caso, con producción diaria de 991 kg/día, el costo nivelado de producción de hidrogeno proveniente de fuentes de energía renovable comparado con el diésel, es mayor con respecto al diésel, para el caso analizado. Las mineras, por el momento, no tendrían incentivos económicos para invertir en proyectos de gran escala para la sustitución del diésel en el transporte de minerales, esto debido principalmente a los costos de inversión y precios de los insumos, electricidad y agua en la actualidad.

Asimismo, se llevó a cabo una investigación exploratoria mediante la aplicación de encuestas. Estas encuestas se aplicaron a ejecutivos del sector minero con presencia principalmente en el sur del país para determinar si existe algún interés por participar en este tipo de iniciativas. Al respecto, se obtuvieron los siguientes resultados:

Figura 0-26 Pregunta N° 01 de la Encuesta acerca del Hidrógeno Verde en minería



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022

Un 63.5% de encuestados conoce acerca del hidrógeno verde.

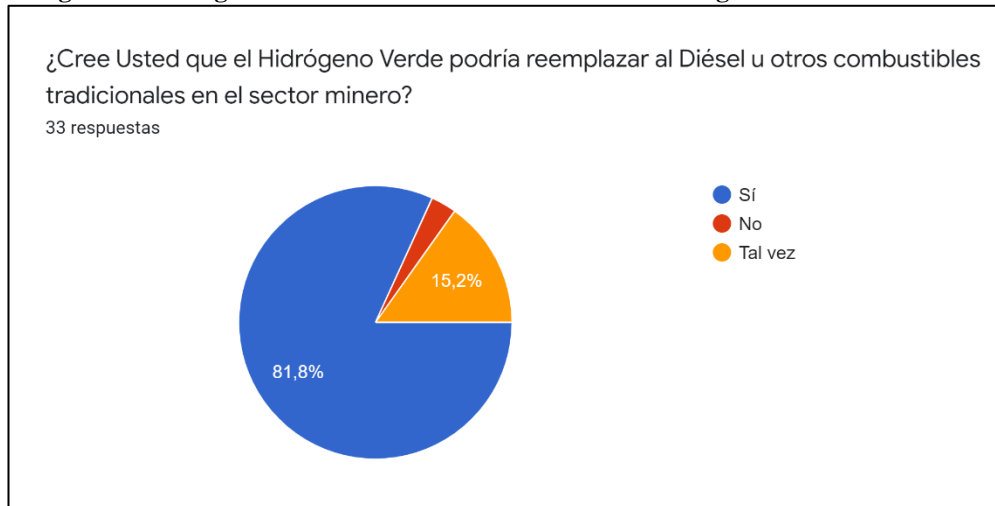
Figura 0-27 Pregunta N° 02 de la Encuesta acerca del Hidrógeno Verde en minería



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022

Del 63.5% de encuestados que conocen acerca del hidrógeno verde, un 87.9% cree que el hidrógeno verde es una alternativa a futuro para reducir las emisiones de GEI en el sector minero.

Figura 0-28 Pregunta N° 03 de la Encuesta acerca del Hidrógeno Verde en minería



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022

Del 63.5% de encuestados que conocen acerca del hidrógeno verde, un 81.8% cree que el hidrógeno verde podría reemplazar al diésel u otros combustibles tradicionales en el sector minero.

Figura 0-29 Pregunta N° 04 de la Encuesta acerca del Hidrógeno Verde en minería



Fuente y elaboración: Autores de esta tesis, 2022

Del 63.5% de encuestados que conocen acerca del hidrógeno verde, un 69.7% valora más el aspecto ambiental en caso se tuviera que tomar la decisión de reemplazar al diésel u otros combustibles, inclusive si los costos nivelados del hidrógeno verde fueran iguales o razonablemente superiores a los costos de las otras alternativas.

CAPÍTULO VI. ESTRATEGIAS DE PROMOCIÓN Y PROPUESTAS NORMATIVAS

6.1. Estrategias de promoción

Para analizar la estrategia de promoción del mercado de hidrógeno verde en el Perú, se considera vital focalizar los puntos de la economía del hidrógeno, en los siguientes aspectos:

6.1.1. Regulación Nacional, incentivos y política Pública del Perú, una mirada hacia fuera, estableciendo las buenas prácticas.

Durante la presentación del primer diagnóstico sobre el potencial del hidrógeno verde en el Perú, elaborado por Engie Impact y H2 Perú, el presidente de la asociación Peruana de Hidrógeno, Daniel Camac indicó “Necesitamos una estrategia nacional y políticas públicas de promoción del H2 verde, que estén basadas sobre estudios reales que demuestren el potencial de su desarrollo a partir de energías renovables y alineadas con las políticas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero”, bajo este lineamiento H2 Perú se crea en febrero 2021, con la finalidad de “representar el ecosistema del hidrógeno verde en el Perú”, el objetivo es alentar el desarrollo del hidrógeno como energía sostenible , logrando un factor clave para una industria descarbonizada, amigable con el medio ambiente, minimizando los gases efecto invernadero y sobre todo capaz de crear empleo sostenible, impulsando el desarrollo de nuevas oportunidades en el país. El estudio realizado, contempla una hoja de ruta, con la cual se plantea que el Perú puede tener un rol preponderante en la economía mundial del hidrógeno y una contribución significativa en la reducción del cambio climático, estos estudios fueron entregados a Presidencia del Consejo de ministros, el Ministerio de Energía y Minas y el Ministerio del Ambiente, con la finalidad de análisis y/o aplicación.

En la actualidad, hay países en Latinoamérica y el resto del mundo que han avanzado con esta “hoja de ruta”, logrando convertirla en prioridad nacional, se tomará algunos ejemplos, los cuales ayudarán a un adecuado posicionamiento y conocer la realidad a día de hoy para nuestro país:

Chile: Actualmente es el líder latinoamericano, debido a su gran potencial renovable ha tomado la adopción del hidrógeno de manera muy proactiva. Estableció 06 pilares para desarrollar su estrategia nacional, los cuales son las directrices para desarrollar su plan de trabajo, junto con ellos esta CORFO (Corporación del Fomento de la Producción, agencia de gobierno), el cual incentiva mecanismos de financiamiento para la investigación y promoción del H2 verde, asimismo ha generado alianzas estratégicas con la empresa privada, para desarrollar ciencia y tecnología, en ambiciosos proyectos pilotos como: Alset y USM: Consorcios para transporte minero con hidrógeno; Enaex y Engie: Piloto amoniaco verde para explosivos, HIF: Proyecto de e-fuels y metanol en Magallanes, lo cual le permite poder generar metas fijas, claras y ambiciosas, las cuales se resumen en frases utilizadas en su estrategia: “el momento del hidrógeno es ahora”, “el hidrógeno más competitivo del planeta”, “una nueva identidad productiva para Chile”, actualmente esperan poder enfrentar los grandes desafíos de esta tecnología, los cuales son generar almacenamiento suficiente, adecuado y seguro, transporte de cantidades significativas a buen costo, producción a gran escala aprovechando el potencial renovable que poseen y generar el marco regulatorio, que en la actualidad se viene trabajando a la par de los proyectos pilotos.

Tabla 0-1 Pilares de trabajo de Chile en su estrategia nacional

1.- Política orientada por misión	Estado involucrado, facilitador, orientador e impulsor
2.- Ruta eficiente a un país cero emisiones	Objetivo la carbono neutralidad
3.- Hidrógeno verde como motor de desarrollo local	Se privilegiará la creación de valor local.
4.- Apertura internacional	Se espera generar la imagen "Chile es un buen Socio", a fin de escalar al mercado global del hidrógeno.
5.- Nueva economía de exportación limpia	Proyecta suministrar productos limpios, desde minerales verdes, hasta combustibles sintéticos.
6.- Uso equilibrado de recursos y territorio	Desarrollo armónico con el entorno, manejo responsable del agua, cuidado de comunidades.

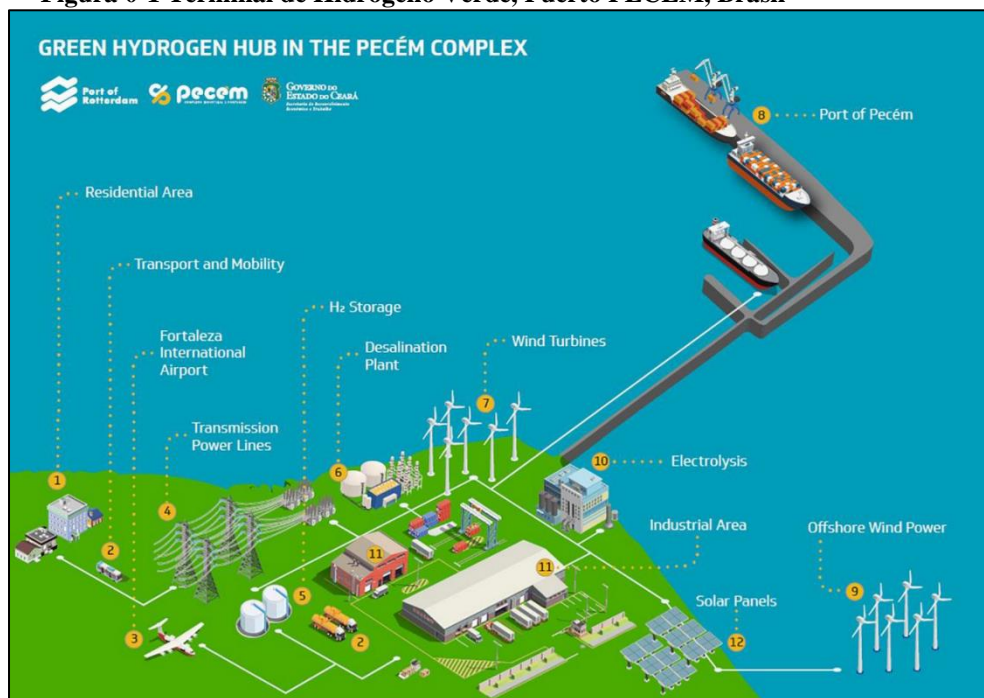
Fuente: Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde Chile, 2021.

Elaboración: Autores de esta tesis.

Brasil: Ha comenzado los esfuerzos públicos y privados para el desarrollo temprano del hidrógeno verde, actualmente el impulso político es bajo, durante el último evento anual de rumbo minero, varios actores consideran oportunidades en el desarrollo de hidrógeno verde. Por ejemplo, Fortescue Future Industries, suscribió en marzo un “Memorandum de Entendimiento” para construir una planta de hidrógeno

verde de 300MW en el puerto de Açú, en el estado de Río de Janeiro. También firmó un convenio con el puerto de Pecém, en Ceará, al igual que la australiana Enegix, la brasileña White Martins y la francesa Qair, Brasil tiene una posición expectante para el desarrollo de hidrógeno verde, su mayor potencial radica en de la electrólisis de agua o el uso de la biomasa y biocombustibles. En la siguiente figura, se puede apreciar el proyecto para desarrollar un terminal de hidrógeno verde, el cual fue lanzado en febrero 2021, el Complejo Pecém tiene como principales inversores al Gobierno de Ceará (70%) y al Puerto de Rotterdam (30%), una asociación que otorga una gran ventaja competitiva, ya que el Puerto de Rotterdam está trabajando con varios asociados con la finalidad de generar redes de hidrógeno a escala mundial.

Figura 0-1 Terminal de Hidrógeno Verde, Puerto PECÉM, Brasil

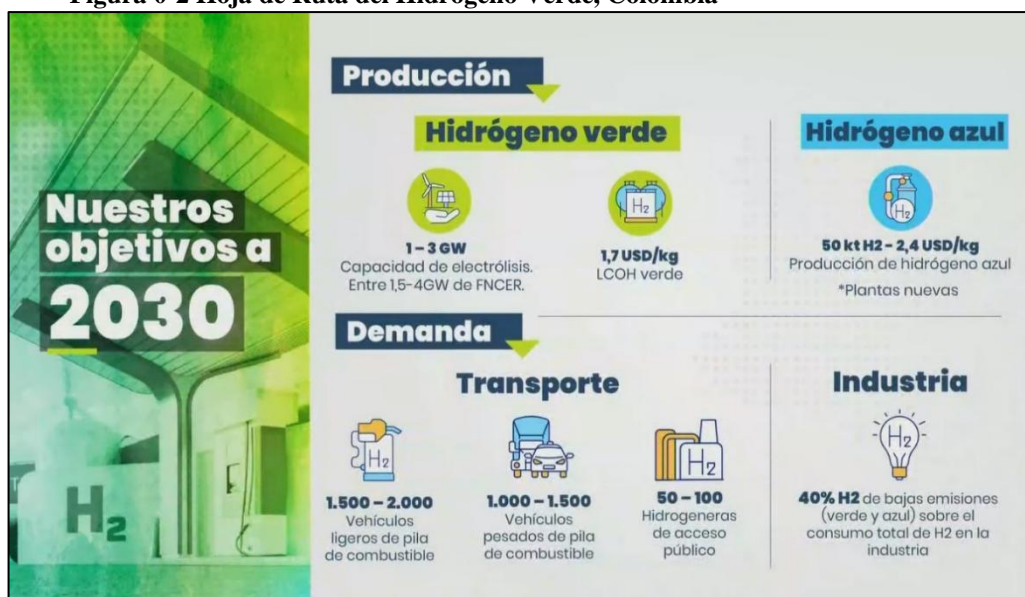


Fuente y elaboración: Inicio, 2021.

Colombia: Ha formalizado su hoja de ruta, mediante un planteamiento ambicioso, aprovechando su potencial eólico y solar, que le brinda muchas ventajas, así mismo menciona en su plan, el hidrógeno azul con captura de carbono (a corto plazo), una opción interesante y diversificada a diferencia del resto de propuestas, tiene proyectado para el 2022, dejar 03 proyectos de hidrógeno encaminados. La meta es que no cueste más de 1.7 USD/Kg al 2030 y al 2050 , ronde 1.0 USD/Kg. Sus políticas se basan en 4 ejes: Habilitadores jurídicos y regulatorios (donde se verán temas de normativa en todas la etapas, desde producción, almacenamiento, transporte hasta consumo), Instrumento

de desarrollo en el mercado (análisis de incentivos para impulso de H2 en diversos rubros de la industria), Apoyo al despliegue de la infraestructura (se evaluará los esfuerzos de producción, tanto de H2 verde, como de azul, se tratará la aplicación de H2 en ductos de gas natural) y el Impulso al desarrollo tecnológico e Industrial (Desarrollo del I +D, proyectos pilotos), con esto, Colombia se suma a la iniciativa de descarbonización de la industria, mediante la aplicación de tecnologías limpias, adicionalmente, ve en esto un gran potencial de generación de recursos económicos, por su ubicación privilegiada, pudiendo acceder para exportación al océano pacífico como al atlántico.

Figura 0-2 Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde, Colombia



Fuente y elaboración: Ministerio de Energía y Minas, Colombia , 2021.

Argentina: Para el resto de Latinoamérica, la generación de hidrógeno es algo nuevo , novedoso y prometedor, sin embargo para Argentina, es un proyecto que tiene bases firmes, ellos en el año 2008, mediante inversión de la empresa de energías limpias Hychico, con lo cual se consolidó en líder mundial, esta planta que sirve de modelo, ha generado más de 2 millones de metros cúbicos de hidrógeno e invertido millones de dólares en el desarrollo de esta tecnología. Ariel Perez, directivo de Hychico indicó “la producción de hidrógeno requiere grandes inversiones y para eso la macroeconomía debe mantenerse estable y ser confiable a largo plazo, con lo cual es importante trabajar con los diferentes sectores y partidos políticos, porque quien va a invertir planifica a 20 años y necesita saber si el país se mantendrá estable por ese periodo de tiempo”. Al mismo tiempo El subsecretario de Planeamiento energético del Ministerio de

Economía, Javier Papa indicó “Vaca Muerta (la Segunda reserva más grande del mundo de gas natural) se encuentra en un 4% de fase de desarrollo masivo, es decir tiene enorme potencial de recursos», resaltó el funcionario y agregó: «Por otro lado, Argentina cuenta con una vasta red de transporte y distribución de gas de más de 16.000 kilómetros, y el hidrógeno, en concentraciones bajas de entre un 10% y 15%, mezclado con el gas natural, puede ser transportado por las mismas redes. Actualmente se está produciendo 400.000 toneladas por año de hidrógeno gris que no cuenta con tecnologías de captura de carbono. Es decir, que se tiene las capacidades productivas con lo cual el desafío es incorporar tecnologías de captura y almacenamiento de carbono apuntando a energías limpias”. Con ello se aprecia que la intención del gobierno por energías renovables y asegurar políticas públicas para la misma es aún baja, a pesar de todo el potencial que posee, se espera que con el nuevo anuncio de la compañía australiana, Fortescue Future Industries, de invertir para generar 2,2 millones de toneladas de hidrógeno verde para el 2030, con una inversión estimada de 8400 millones de dólares, gire la mirada hacia este vector energético aprovechando los grandes potenciales solares en el NOA, y eólicos en la Patagonia. YPF argentina, se unió al CONICET para crear el llamado Consorcio para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno en Argentina (H2ar) con el que se espera fomentar un espacio de trabajo con empresas que generen una cadena de valor en el desarrollo del hidrógeno. Como se puede visualizar en la siguiente tabla, las propuestas existen, la intención de desarrollo está vigente, sin embargo, el actor político será crucial para poder concretar e impulsar, en un país con tanta reserva de gas natural.

Tabla 0-2 Consorcio para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno en Argentina (H2ar) – Propuesta de Trabajo

1.- Consolidar una Visión Común	Alinear esfuerzos y reducir incertidumbre al insertar nuevas tecnologías y ver nuevas oportunidades de negocios.
2.- Eficiencia, costos y operación	Promover pilotos, identificar soluciones, definir propuestas e identificar métodos de activar el mercado.
3.- Identificar Desafíos	Se generarán estrategias para identificar desafíos e impulsen el desarrollo de capacidades
4.- Apertura posicionamiento y oportunidades	Las empresas miembros podrán lograr posicionamiento y oportunidades.
5.- Generar Conexiones	Generar la interfaz entre actores involucrados, entidades reguladoras, y atraer organizaciones a nivel global.
6.-Conocimiento	Nutrirse de la frontera de conocimiento y de la experiencia internacional de los avances en la industrialización del hidrógeno.

Fuente: Propuesta de Hidrógeno Verde Argentina, 2021.

Elaboración: Autores de esta tesis.

Guyana Francesa: HDF Energy (Hydrogène de France) pondrá en funcionamiento la planta de generación renovable con mayor capacidad en todo el mundo, se estima que ingrese a servicio a finales del 2021 o en el 2022. Consiste de un parque solar de 55 MW equipado con un sistema de almacenamiento de energía renovable basado en hidrógeno de 140 MWh, combinado con baterías de almacenamiento adicionales, . La inversión asciende aproximadamente a 90 millones de euros es financiada directamente por HDF Energy, varios otros privados y bancos. Se prevé que la planta inyectará energía a la red a un costo muy inferior al costo actual de producción en la Guyana Francesa, incluso sin la subvención. Lo novedoso de este sistema es que aprovechará las horas fijas de producción para almacenar grandes cantidades de energía en H₂, a un precio muy competitivo, para posteriormente liberarlo en las noches, días nublados, sin viento o aumento de carga. Se proyecta 20 años de producción inicial de la planta. En la siguiente figura, se observa la solución a la intermitencia de las energías renovables, tan buscada, un mix de solar, con eólica, pero con almacenamiento de hidrógeno, para ser convertido en energía en los días de baja producción, con esto se inicia el rompimiento de la problemática de la intermitencia de las energías renovables. Actualmente se encuentra en proceso de construcción, estima culminada en 2022/2023.

Figura 0-3 Primera central de energía renovable no intermitente del mundo gracias a las tecnologías de hidrógeno



Fuente y elaboración: HDF Energy (Hydrogène de France), ubicado en la Guyana Francesa, 2021.

Analizando la realidad de Latinoamérica, con la cual se comparte mucha similitud, se cree conveniente tomar las mejores iniciativas desarrolladas, para impulsar el

desarrollo de este vector energético. Se ve que la industria privada puede promover, incentivar el desarrollo de proyectos focalizados, pero si se quiere que este proyecto sea una realidad en el Perú, se tiene que generar el marco normativo, cada día crece más los esfuerzos del sector privado, y de H2 Perú por promover, poner en visión lo beneficios y la necesidad de este desarrollo, que tarde o temprano, el Perú tendrá que incentivar. El Perú cuenta con gran potencial en diversas zonas de su litoral, sobre todo en el costero, que permitiría una transición más rápida.

Se considera que la ansiada transición debería estar enmarcada en los siguientes puntos (sólo enumerativos), para estar en la vanguardia y ser protagonistas, de esta nueva tendencia. Como se denota en la Tabla 6-3, son 6 ejes propuestos con el fin de ser protagonistas como país, sin embargo, se considera que el más importante viene de la política de estado, si esta se logra dar, el resto va a caminar, como mencionaba el directivo argentino de Hychico, sin la seguridad de estabilidad de al menos 20 años, las empresas no se van a animar a invertir tanto dinero en proyectos.

Tabla 0-3 Estrategia que debería asumir el Perú, para ser partícipe activo en la transición energética, de cero emisiones, con tecnologías del hidrógeno.

1.- Políticas públicas	Esfuerzos del Estado por acoger la propuesta privada, estudiarla, incentivar su implementación y establecerla dentro de las políticas de estado.
2.- Puntos de desarrollo hidrógeno a nivel nacional	Promover pilotos, identificar soluciones, definir propuestas e identificar métodos de activar el mercado.
3.- Proyectos operando	Analizar proyectos operando y dónde podría calzar este vector energético, agregar incentivos tributarios e incentivar la aplicación en los sectores de calor, minería, almacenamiento.
4.- Sector movilidad	Explotar el sector vehicular, promoviendo la Pila de combustible para transporte de grandes distancias de manera inicial.
5.- Exportaciones, acuerdos internacionales	Atraer inversión extranjera, promover acuerdos de cooperación internacional, negociaciones intrépidas, hacer notar el gran potencial que el Perú posee para el desarrollo del H2V.
6.-Conocimiento	Desarrollar capacitaciones, generar conocimiento, capacitar profesionales, incluir en el desarrollo a la pequeña, mediana y gran empresa, para estar preparados en la transición energética venidera.

Fuente: Hoja de ruta de hidrógeno verde Perú, 2021.

Elaboración: Autores de esta tesis.

6.2. Propuesta Normativa:

- a. Creación de una Estrategia Nacional de desarrollo del H₂V, cimentada en conjunto con una estrategia y/o política de largo plazo para reducción de las emisiones de CO₂.

- b. Fomentar un mercado interno apalancado en los potenciales consumidores, implementando proyectos pilotos enfocados en el sector minero, brindando incentivos tributarios para generar interés en la generación de H₂V.
- c. Determinar la normativa del sector, donde se implemente toda la parte regulatoria (producción, instalación, almacenamiento, transporte y seguridad del hidrógeno), acompañada de incentivos para el reemplazo de combustibles fósiles a H₂V, así mismo contemple la certificación de origen que permitan generar acuerdos comerciales sustentables.
- d. Desarrollar la participación ciudadana, mediante mecanismos diversos, tomando como muestra lo realizado en varios países, mediante consultas informadas, con la finalidad que el ciudadano interiorice la necesidad de implementar el H₂V, como camino hacia energías más limpias.
- e. Promover capacitaciones en H₂V en todos los niveles educativos, en especial en las universidades e institutos superiores, donde se pueda mostrar y entender la cadena de valor, desarrollar las competencias necesarias y estar preparados para este nuevo polo de desarrollo económico.
- f. Desarrollar una cultura en H₂V, generando aceptación entre los consumidores, esto sólo se logrará con políticas de estado claras, sustentables, con visión a largo plazo, que contemplen la asociación público privada dentro de estos esquemas.
- g. Con la finalidad de lograr la competitividad del H₂V a mediano – largo plazo, se debe penalizar la emisión del CO₂ como incentivo a su reducción y reemplazo de las fuentes de energía fósiles.

CAPÍTULO VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. Conclusiones

Se realizó un análisis de viabilidad de generación y consumo de hidrógeno verde en el sur del Perú, donde se obtuvo como resultado que al costo actual de producción de hidrógeno verde, el proyecto no es viable como alternativa de reemplazo del diésel en camiones CAEX; sin embargo, se espera que al 2026 el negocio planteado para HyCopper sea viable porque se podrían alcanzar precios bajos de hidrógeno pero no al punto de ser atractivo para un inversionista, mientras que al 2030 considerando las proyecciones del sector, este proyecto podría generar un alto interés por parte de aquellos inversionistas interesados en la transición energética del sector minero, esto en gran medida por el alto potencial solar que posee la zona sur del Perú y por las proyecciones de costo de inversión para ese año.

Se realizó un análisis del mercado potencial de generación renovable no convencional (RNC) en el Perú, donde se concluye que la mejor alternativa a emplear para una central de generación renovable, es la solar fotovoltaica, dado que su principal contribución para la generación de hidrógeno verde, es que esta proviene de una fuente de energía limpia. Adicional a ello, se espera que en los próximos años, el precio final de la energía sea más competitivo.

Se realizó un análisis comparativo de la producción y usos del hidrógeno como combustible en minería en camiones CAEX como alternativa de reemplazo del diésel y su viabilidad para producirlo en el sur del Perú, donde se concluye que la zona que cuenta con una mayor irradiación normal directa, es decir, donde hay el mejor potencial para producir energía eléctrica por cada KWp de panel instalado es aquella donde se ubica la mina Cuajone.

Se realizó una evaluación técnico – económica de la producción de hidrógeno en la mina Cuajone, para lo cual se elaboró un proyecto piloto en base a la construcción de una central fotovoltaica con una capacidad de 10 MW y una planta de electrólisis con la capacidad de producir una tonelada diaria de hidrógeno (consumo de una unidad CAEX), denominada HyCopper y apalancado mediante un contrato de exclusividad con SPCC. También se realizó el flujo económico y financiero para la determinación de la

viabilidad económica de HyCopper, considerando un precio de venta de 9 USD/Kg de hidrógeno verde. Obteniendo una TIR de 24.80% y un VAN de USD 3,721,312 con un tiempo de recupero de 3.56 años. Adicional a ello, se realizó una encuesta de percepción del hidrógeno verde en minería a un grupo de ejecutivos del sector minero en el sur del país concluyendo que, un 69.7% del total de encuestados valora más el aspecto ambiental en caso se tuviera que tomar la decisión de reemplazar al diésel u otros combustibles, inclusive si los costos nivelados del hidrógeno verde fueran iguales o razonablemente superiores a los costos de las otras alternativas.

Se establecieron estrategias para el impulso y promoción de la generación de hidrógeno verde, mediante propuestas normativas para impulsar y promover la generación de hidrógeno verde en un horizonte de mediano plazo, teniendo como principales actores al Estado, mediante el desarrollo de un marco normativo; la empresa privada, con la generación de incentivos; y la población, mediante la participación ciudadana; e interiorización de la necesidad de energías limpias como el hidrógeno verde.

Finalmente, se concluye con los resultados obtenidos, que la viabilidad de un proyecto de hidrógeno verde no es posible actualmente; sin embargo, de acuerdo con la proyección de costos en el sur del Perú, este tiene un alto potencial para poner en valor al hidrógeno verde y ser un gran reductor de emisiones de CO₂ en los próximos años para el sector minero, acompañado de una serie de normativas que incentiven las inversiones en este tipo de tecnología.

7.2. Recomendaciones

El Estado debe ser el principal promotor del desarrollo del hidrógeno como vector energético, para esto se recomienda la elaboración de una política pública y hoja de ruta para el hidrógeno verde que sean transversales a los Ministerios de Energía y Minas y Ministerio del Ambiente, y que incentiven a la inversión privada a participar en este tipo de proyectos que buscan una transición energética sostenible en el mediano – largo plazo.

Si bien es cierto que hoy en día el hidrógeno verde no es competitivo frente al diésel como alternativa de reemplazo en camiones CAEX, se recomienda no descartar esta

alternativa y realizar análisis técnico – económico anuales por parte del Estado Peruano según la tecnología solar fotovoltaica evolucione en los próximos años, y el precio de producción de hidrógeno verde vaya nivelándose a costos que sean competitivos en el sector.

Se recomienda realizar análisis de competitividad para la producción de hidrógeno verde en otras regiones del país, mediante el aprovechamiento de otras fuentes de energía renovables como la eólica, apalancados en la minería.

Se recomienda que instituciones como el Ministerio de Energía y Minas de Perú incursionen en estudios que analicen la viabilidad de la generación de hidrogeno azul⁶¹ (con uso de gas natural y captura de CO₂) como predecesor al hidrogeno verde dado que nuestro país cuenta con reservas de gas natural a la fecha, una vez que se cuente con la normativa de captura y almacenamiento de CO₂. El objeto de la presente tesis no contempló esta tecnología dado que la intención era investigar a una alternativa que permita lograr cero emisiones de CO₂ en su generación, lo cual se puede lograr con el hidrogeno verde.

⁶¹ El hidrógeno azul mediante el reformado y captura de CO₂ lograr capturar hasta el 75% de las emisiones de CO₂ en el mejor de los casos, y para que sea considerado azul se tiene que almacenar el CO₂ mínimo 100 años (colocar fuente).

ANEXOS

I. Flujo económico y financiero del proyecto de producción de hidrógeno: HyCopper.

Año	Inflación de costes operativos (OPEX) (USD)																										
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
PVOUT specific MWh/MWp	2690.1	2668.6	2655.2	2642.0	2628.8	2615.6	2602.5	2589.5	2576.6	2563.7	2550.9	2538.1	2525.4	2512.8	2500.2	2487.7	2475.3	2462.9	2450.6	2438.3	2426.2	2414.0	2402.0	2389.9	2378.0	2366.1	
Reserva de Mantenimiento		29,166.7	29,166.7	29,166.7	29,166.7	29,166.7	29,166.7	29,166.7	29,166.7	29,166.7	29,166.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
PVOUT Total (MWh)	26,901,000.0	26,685.8	26,552.4	26,419.6	26,287.5	26,156.1	26,025.3	25,895.2	25,765.7	25,636.9	25,508.7	25,381.1	25,254.2	25,128.0	25,002.3	24,877.3	24,752.9	24,629.1	24,506.0	24,383.5	24,261.6	24,140.2	24,019.5	23,899.4	23,780.0	23,661.1	
Ingresos																											
Producción Anual H2 (kg/año)	286,709.0	283,841.9	281,713.1	279,600.2	277,503.2	275,421.9	273,356.3	271,306.1	269,271.3	267,251.8	265,247.4	263,258.0	261,283.6	259,324.0	257,379.0	255,448.7	253,532.8	251,631.3	249,744.1	247,871.0	246,012.0	244,166.9	242,335.6	240,518.1	238,714.2	236,923.9	
Precio (USD/kg)	9.0	9.0	9.1	9.2	9.3	9.4	9.5	9.6	9.7	9.8	9.9	10.0	10.1	10.2	10.3	10.4	10.6	10.7	10.8	10.9	11.0	11.1	11.2	11.3	11.4	11.4	
Ingresos (USD/año)		2,554,576.8	2,560,771.7	2,566,981.6	2,573,206.5	2,579,446.5	2,585,701.7	2,591,972.0	2,598,257.5	2,604,558.3	2,610,874.4	2,617,205.7	2,623,552.5	2,629,914.6	2,636,292.1	2,642,685.1	2,649,093.6	2,655,517.7	2,661,957.3	2,668,412.6	2,674,883.5	2,681,370.1	2,687,872.4	2,694,390.5	2,700,924.4	2,707,474.1	
Inversión												499,233.1															
Valor Residual de Planta (USD)												79,877.3															1,859,221.7
Margen Bruto (USD)		2,554,576.8	2,560,771.7	2,566,981.6	2,573,206.5	2,579,446.5	2,585,701.7	2,591,972.0	2,598,257.5	2,604,558.3	2,610,874.4	2,617,205.7	2,623,552.5	2,629,914.6	2,636,292.1	2,642,685.1	2,649,093.6	2,655,517.7	2,661,957.3	2,668,412.6	2,674,883.5	2,681,370.1	2,687,872.4	2,694,390.5	2,700,924.4	4,566,695.8	
Egresos																											
Gastos Operativos (OPEX) FV		122,500.0	124,366.7	126,270.7	128,212.7	130,193.7	132,214.2	134,275.2	136,377.3	138,521.5	140,708.6	142,937.8	145,218.3	147,550.6	149,934.9	152,372.2	154,863.6	157,409.3	160,010.4	162,667.3	165,380.4	168,150.0	170,976.5	173,859.4	176,799.1	179,795.9	
Gastos Operativos (OPEX)		583,915.0	585,781.7	587,685.7	589,627.8	591,608.7	593,629.2	595,690.2	597,792.4	599,936.6	602,123.7	575,187.8	577,463.3	579,784.3	582,151.7	584,566.4	587,029.4	589,541.7	592,104.2	594,718.0	597,384.1	600,103.5	602,877.2	605,706.5	608,592.3	611,535.8	
Gastos Totales		583,915.0	585,781.7	587,685.7	589,627.8	591,608.7	593,629.2	595,690.2	597,792.4	599,936.6	602,123.7	575,187.8	577,463.3	579,784.3	582,151.7	584,566.4	587,029.4	589,541.7	592,104.2	594,718.0	597,384.1	600,103.5	602,877.2	605,706.5	608,592.3	611,535.8	
EBITDA (USD/año)		1,970,661.8	1,974,990.0	1,979,295.9	1,983,578.7	1,987,837.8	1,992,072.4	1,996,281.8	2,000,465.2	2,004,621.7	1,589,394.9	2,042,017.9	2,046,089.2	2,050,130.3	2,054,140.5	2,058,118.7	2,062,064.2	2,065,976.0	2,069,853.1	2,073,694.6	2,077,499.4	2,081,266.6	2,084,995.2	2,088,684.0	2,092,332.1	3,955,160.0	
Depreciación Lineal	5	2,958,156.9	2,958,156.9	2,958,156.9	2,958,156.9	2,958,156.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
EBIT (USD)		-987,495.1	-983,166.9	-978,861.0	-974,578.2	-970,319.1	1,992,072.4	1,996,281.8	2,000,465.2	2,004,621.7	1,589,394.9	2,042,017.9	2,046,089.2	2,050,130.3	2,054,140.5	2,058,118.7	2,062,064.2	2,065,976.0	2,069,853.1	2,073,694.6	2,077,499.4	2,081,266.6	2,084,995.2	2,088,684.0	2,092,332.1	3,955,160.0	
Pago de Interés del Préstamo (USD)		591,631.4	562,049.8	532,468.2	502,886.7	473,305.1	443,723.5	414,142.0	384,560.4	354,978.8	325,397.3	295,815.7	266,234.1	236,652.6	207,071.0	177,489.4	147,907.8	118,326.3	88,744.7	59,163.1	29,581.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Participación Utilidades Trabajadas		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	77,417.4	79,107.0	80,795.2	82,482.1	84,169.9	85,857.7	87,545.5	89,233.3	90,921.1	92,608.9	94,296.7	95,984.5	97,672.3	99,360.1	101,047.9	102,735.7	104,423.5	106,111.3	107,799.1	109,486.9	
Beneficios antes de impuestos (USD)		-1,579,126.5	-1,545,216.7	-1,511,329.3	-1,477,464.8	-1,443,624.2	1,470,931.5	1,503,032.9	1,535,109.5	1,567,160.8	1,200,797.7	1,658,892.1	1,690,862.3	1,722,803.9	1,754,716.0	1,786,597.9	1,818,448.6	1,850,267.2	1,882,053.0	1,913,804.8	1,945,521.9	1,977,203.3	1,980,745.4	1,984,249.8	1,987,715.5	3,757,402.0	
Impuesto a la Renta (USD)	30%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	441,279.4	450,909.9	460,532.9	470,148.2	360,239.3	497,667.6	507,258.7	516,841.2	526,414.8	535,979.4	545,534.6	555,080.2	564,615.9	574,141.5	583,656.6	593,161.0	594,223.6	595,274.9	596,314.6	1,127,220.6	
Beneficio Neto (USD)		-1,579,126.5	-1,545,216.7	-1,511,329.3	-1,477,464.8	-1,443,624.2	1,029,652.0	1,052,123.0	1,074,576.7	1,097,012.5	840,558.4	1,161,224.5	1,183,603.6	1,205,962.7	1,228,301.2	1,250,618.5	1,272,914.0	1,295,187.1	1,317,437.1	1,339,663.4	1,361,865.4	1,384,042.3	1,386,521.8	1,388,974.9	1,391,400.8	2,630,181.4	
Amortización de Préstamos		11,832,627.5	11,240,996.2	10,649,364.8	10,057,733.4	9,466,102.0	8,874,470.7	8,282,839.3	7,691,207.9	7,099,576.5	6,507,945.2	5,916,313.8	5,324,682.4	4,733,051.0	4,141,419.6	3,549,788.3	2,958,156.9	2,366,525.5	1,774,894.1	1,183,262.8	591,631.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Cuota del Principal		591,631.4	591,631.4	591,631.4	591,631.4	591,631.4	591,631.4	591,631.4	591,631.4	591,631.4	591,631.4	591,631.4	591,631.4	591,631.4	591,631.4	591,631.4	591,631.4	591,631.4	591,631.4	591,631.4	591,631.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Capital Aportado (USD)	2,958,157																										
Flujo de Caja (USD)	-2,958,157	787,399.1	821,308.8	855,196.2	889,060.7	922,901.3	438,020.6	460,491.6	482,945.3	505,381.2	248,927.0	569,593.1	591,972.2	614,331.3	636,669.8	658,987.1	681,282.6	703,555.7	725,805.7	748,032.0	770,234.0	1,384,042.3	1,386,521.8	1,388,974.9	1,391,400.8	2,630,181.4	
Flujo de Caja Acumulado (USD)	-2,958,157	-2,170,757.8	-1,349,449.0	-494,252.8	394,807.9	1,317,709.2	1,755,729.9	2,216,221.5	2,699,166.8	3,204,548.0	3,453,475.0	4,023,068.1	4,615,040.3	5,229,371.6	5,866,041.5	6,525,028.6	7,206,311.2	7,909,866.9	8,635,672.6	9,383,704.6	10,153,938.6	11,537,980.9	12,924,502.7	14,313,477.5	15,704,878.4	18,335,059.7	

TIR (%)	24.80%
VAN (USD)	3,721,312
PRI (años)	3.56

Fuente: Autores de esta tesis.

II. Flujo económico de solución de reemplazo de Diesel en SPCC

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Costos H2	Producción Anual H2 (kg/año)	286,709.0	283,841.9	281,713.1	279,600.2	277,503.2	275,421.9	273,356.3	271,306.1	269,271.3	267,251.8	265,247.4	263,258.0	261,283.6	259,324.0	257,379.0	255,448.7	253,532.8	251,631.3	249,744.1	247,871.0	246,012.0	244,166.9	242,335.6	240,518.1	238,714.2	236,923.9
	Precio (USD/kg)	9.0	9.0	9.1	9.2	9.3	9.4	9.5	9.6	9.6	9.7	9.8	9.9	10.0	10.1	10.2	10.3	10.4	10.6	10.7	10.8	10.9	11.0	11.1	11.2	11.3	11.4
	Ingresos (USD/año)		2,554,576.8	2,560,771.7	2,566,981.6	2,573,206.5	2,579,446.5	2,585,701.7	2,591,972.0	2,598,257.5	2,604,558.3	2,610,874.4	2,617,205.7	2,623,552.5	2,629,914.6	2,636,292.1	2,642,685.1	2,649,093.6	2,655,517.7	2,661,957.3	2,668,412.6	2,674,883.5	2,681,370.1	2,687,872.4	2,694,390.5	2,700,924.4	2,707,474.1
Ingresos Emisiones	Emisiones dejadas de emitir		2,707.9	2,687.5	2,667.4	2,647.4	2,627.5	2,607.8	2,588.3	2,568.8	2,549.6	2,530.5	2,511.5	2,492.6	2,474.0	2,455.4	2,437.0	2,418.7	2,400.6	2,382.6	2,364.7	2,347.0	2,329.4	2,311.9	2,294.5	2,277.3	2,260.3
	Precio Carbono (USD/ TonCO2Eq)	15.0	15.0	15.2	15.3	15.5	15.6	15.8	15.9	16.1	16.2	16.4	16.6	16.7	16.9	17.1	17.2	17.4	17.6	17.8	17.9	18.1	18.3	18.5	18.7	18.9	19.0
	Ingresos Bono Carbono (USD/año)		40,617.8	40,716.3	40,815.0	40,914.0	41,013.2	41,112.7	41,212.4	41,312.3	41,412.5	41,512.9	41,613.6	41,714.5	41,815.6	41,917.0	42,018.7	42,120.6	42,222.7	42,325.1	42,427.8	42,530.6	42,633.8	42,737.2	42,840.8	42,944.7	43,048.8
Costos D2	Consumo Equivalente D2 (L/año)	13,762.0	1,021,830.7	1,014,167.0	1,006,560.8	999,011.6	991,519.0	984,082.6	976,702.0	969,376.7	962,106.4	954,890.6	947,728.9	940,620.9	933,566.3	926,564.5	919,615.3	912,718.2	905,872.8	899,078.7	892,335.6	885,643.1	879,000.8	872,408.3	865,865.2	859,371.2	852,926.0
	Precio (USD/L)	12	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5	1.5
	Egresos (USD/año)		1,202,986.3	1,205,903.6	1,208,827.9	1,211,759.3	1,214,697.8	1,217,643.5	1,220,596.2	1,223,556.2	1,226,523.3	1,229,497.6	1,232,479.2	1,235,467.9	1,238,463.9	1,241,467.2	1,244,477.8	1,247,495.6	1,250,520.8	1,253,553.3	1,256,593.2	1,259,640.4	1,262,695.0	1,265,757.1	1,268,826.5	1,271,903.4	1,274,987.8
Margen Bruto (USD)		-1,310,972.7	-1,314,151.9	-1,317,338.7	-1,320,533.2	-1,323,735.5	-1,326,945.6	-1,330,163.4	-1,333,389.1	-1,336,622.5	-1,339,863.8	-1,343,113.0	-1,346,370.1	-1,349,635.0	-1,352,907.9	-1,356,188.7	-1,359,477.4	-1,362,774.2	-1,366,078.9	-1,369,391.6	-1,372,712.4	-1,376,041.2	-1,379,378.1	-1,382,723.1	-1,386,076.2	-1,389,437.5	
VNA -\$19,711,542.44																											

Fuente: Autores de esta tesis.

BIBLIOGRAFÍA

- ABC motor (2018) PHEV, HEV, BEV o FCEV: ¿Qué significan las siglas de los coches eléctricos? https://www.abc.es/motor/reportajes/abci-phev-o-fcev-significan-siglas-coches-electricos-201802040153_noticia.html (4/9/21; 04:17 h).
- ABEI Energy (2021) Study on the viability of green hydrogen in the U.S. <https://www.abeienergy.com/es/study-on-the-viability-of-green-hydrogen-in-the-u-s/> (11/9/21; 02:11 h).
- Acta notarial de adjudicación cuarta subasta de electricidad con recursos energéticos renovables al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), Osinergmin (2016) (26/04/22; 02:00 h)
- Almacenamiento con hidrógeno a gran escala en la Guayana Francesa (2018) [https://www.energetica21.com/noticia/almacenamiento-con-hidrogeno-a-gran-escala-en-la-guayana-francesa\(20/11/21;11:32\)](https://www.energetica21.com/noticia/almacenamiento-con-hidrogeno-a-gran-escala-en-la-guayana-francesa(20/11/21;11:32))
- Ammonia Energy Association (2021) World-scale green hydrogen and ammonia in New Zealand from 2025 <https://www.ammoniaenergy.org/articles/world-scale-green-hydrogen-and-ammonia-in-new-zealand-from-2025/> (11/9/21; 21:45 h).
- Andrés Sanguinetti (nov 2020) A través de una de las filiales de YPF, se creó un consorcio de empresas para convertir al país en productor a gran escala de hidrógeno renovable. [https://ithes-uba.conicet.gov.ar/el-gobierno-busca-impulsar-el-hidrogeno-verde-como-nuevo-combustible-en-la-argentina-%EF%BB%BF-a-traves-de-una-de-las-filiales-de-ypf-se-creo-un-consorcio-de-empresas-para-convertir/\(18/11/21;10:39hrs\)](https://ithes-uba.conicet.gov.ar/el-gobierno-busca-impulsar-el-hidrogeno-verde-como-nuevo-combustible-en-la-argentina-%EF%BB%BF-a-traves-de-una-de-las-filiales-de-ypf-se-creo-un-consorcio-de-empresas-para-convertir/(18/11/21;10:39hrs))
- Anglo American (2021) Anglo American genera la primera molécula de hidrógeno verde para vehículos cero carbono en Chile <https://chile.angloamerican.com/media/press-releases/pr-2021/2021-08-23.aspx> (10/9/21; 23:46 h).
- Anglo American (mayo 2022) Anglo American unveils a prototype of the world's largest hydrogen-powered mine haul truck - a vital step towards reducing carbon emissions over time <https://www.angloamerican.com/media/press-releases/2022/06-05-2022> (6/5/22; 19:17 h).
- Asociación de hidrógeno del Perú – H2 Perú, 2021 <https://h2.pe/noticias/h2-peru-asociacion-peruana-de-hidrogeno-publica-el-potencial-del-hidrogeno-verde-en-el-peru-primer-diagnostico-nacional-realizado-por-enge-impact-2/> (24/11/21; 18:03 h)
- Banco Interamericano de Desarrollo (2015) Energía Fotovoltaica de Autoconsumo. Recuperado: <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Energia-fotovoltaica-de-autoconsumo-en-sectores-industrial-y-comercial-Estudios-de-viabilidad-t%C3%A9cnico-econ%C3%B3mica.pdf>
- BP Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition (2021) Recuperado de <https://www.bp.com/content/dam/bp/business->

sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf (16/9/21; 21:00 h).

Brasil: Porto do Pecém firma MoU para su proyecto de desarrollo de terminal de hidrógeno verde: <https://portalportuario.cl/brasil-porto-do-pecem-firma-mou-para-su-proyecto-de-desarrollo-una-terminal-de-hidrogeno-verde/> (24/11/21;18:13 hrs)

Camila Dolabjian (nov 21) Hidrógeno verde: los siete objetivos de la Argentina para el año 2030 <https://www.lanacion.com.ar/economia/hidrogeno-verde-los-siete-objetivos-de-la-argentina-para-el-ano-2030-nid01112021/> (25/11/21;19:35)

Chile y Brasil están mejor posicionados para aprovechar ventaja de hidrógeno verde (Bnaméricas, nov 21) <https://www.bnamericas.com/es/entrevistas/chile-y-brasil-estan-mejor-posicionados-para-aprovechar-ventaja-de-hidrogeno-verde/> (25/11/21;20:06 hrs)

COES (2022). Informe de la Operación Anual del SEIN 2021. Recuperado de <https://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Informes/EvaluacionAnual> (22/5/22; 23:00 h)

COES (2022). Informe Mensual de la Operación Abril 2022. Recuperado de <https://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Informes/EvaluacionMensual> (22/5/22; 23:00 h)

Corporación de fomento y producción, Chile <https://www.corfo.cl/sites/cpp/movil/sobrecorfo> (25/11/21;19:16 hrs)

DEME (2021) Hyport: Green Hydrogen Plant in Ostend <https://www.deme-group.com/news/hyport-green-hydrogen-plant-ostend> (10/9/21; 23:05 h).

DGEE (2021). Balance Nacional de la Energía 2019, recuperado de: <http://www.minem.gob.pe/publicaSector.php?idSector=12>

Energía Estratégica, 06 octubre 2021, noticias del País <https://www.energiaestrategica.com/daniel-camac-necesitamos-una-estrategia-nacional-y-politicas-publicas-de-promocion-del-h2-verde/> (22/11/21; 17:35 h)

ENGIE (2021) ENGIE se une a Mining3 para acelerar la descarbonización de la Industria Minera mediante la co-creación de soluciones de Hidrógeno <https://engie-energia.pe/notas-de-prensa/engie-se-une-a-mining3-para-acelerar-la-descarbonizacion-de-la-industria-minera-mediante-la-co-creacion-de-soluciones-de-hidrogeno> (15/9/21; 21:08 h).

ENTSOG, GIE, Hydrogen Europe (2021), *How to Transport and Store Hydrogen – Facts and Figures*. Bruselas, Bélgica.

Estudio de instalación de generación de hidrógeno 100MW (2021). [Estudio base planta H2 Verde 100 MW, H2Chile-TCi Gecomp](#)

- European Commission (2021) In focus: Hydrogen – driving the green revolution https://ec.europa.eu/info/news/focus-hydrogen-driving-green-revolution-2021-abr-14_en (12/9/21; 02:07 h).
- Factor CO2 (2019) El Acuerdo Climático Holandés apuesta por la reducción de las emisiones de CO2 en un 49% para el año 2030. <https://www.factorco2.com/es/el-acuerdo-climatico-holandes-apuesta-por-la-reduccion-de-las-emisiones-de-co2-en-un-49-para-el-ano-2030/noticia/6222> (4/9/21; 03:26 h).
- Fernández-Bolaños Badía, C. (2005) Energética del hidrógeno: Contexto, Estado Actual y Perspectivas de Futuro [Proyecto de fin de carrera, Universidad de Sevilla]. <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/3823/>
- Fernández-Bolaños Badía, C. (2005) Energética del hidrógeno: Contexto, Estado Actual y Perspectivas de Futuro [Proyecto de fin de carrera, Universidad de Sevilla]. Recuperado de <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/3823/> (30/9/21; 20:00 h)
- Fredy Saravia Poicón, Director de Kiev Asociados (2021), Hidrógeno Verde - Alternativa para la transición energética y el desarrollo. *Revista Energía*, 1 (27), 101 -103. Recuperado de <https://revistaenergia.pe/>
- García, L., Parikh, M., Manghani, R., (2019) Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina, Banco Interamericano de Desarrollo, Recuperado de <https://publications.iadb.org/es/evolucion-futura-de-costos-de-las-energias-renovables-y-almacenamiento-en-america-latina> (25/11/21; 20:00 h)
- Gas Infrastructure Europe. (2021). *Regulation of Hydrogen Infrastructure GIE Position Paper*. Bruselas, Bélgica.
- Glachant, J. y Carlo dos Reis P. Florence School of Regulation. (2021) *A Snapshot of Clean Hydrogen Costs in 2030 and 2050*. Florencia, Italia.
- Global energy transformation: A roadmap to 2050 (Full report, 2019 edition). International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Global energy transformation: The REmap transition pathway (Background report to 2019 edition). International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Goldman Sachs (2020) Green Hydrogen. The next transformational driver of the Utilities industry <https://www.goldmansachs.com/insights/pages/gs-research/green-hydrogen/report.pdf> (4/9/21; 22:21 h).
- Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (2019). Resumen para responsables de políticas en: Calentamiento global de 1,5 °C, Informe especial del IPCC sobre los impactos del calentamiento global de 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales y las trayectorias correspondientes que deberían seguir las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero, en el contexto del reforzamiento de la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, el

desarrollo sostenible y los esfuerzos por erradicar la pobreza [Masson-Delmotte V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor y T. Waterfield (eds.)].

Guido Gubinelli (oct 2021) :Exclusivo: la Hoja de Ruta de Hidrógeno Verde de Colombia y los proyectos piloto para corto plazo <https://www.energiaestrategica.com/el-gobierno-de-colombia-define-su-hoja-de-ruta-de-hidrogeno-verde-desarrollara-3-proyectos-piloto-en-el-cortisimo-plazo/> (20/11/21;09:01 hrs)

H2 – View (2021) Plans progress for a landmark green ammonia and hydrogen facility in Oman <https://www.h2-view.com/story/plans-progress-for-a-landmark-green-ammonia-and-hydrogen-facility-in-oman/> (12/9/21; 00:13 h).

H2 Mobility (2021) *H2 MOVILIDAD Estamos construyendo la red de estaciones de servicio del futuro.* <https://h2.live/en/h2mobility/> (4/9/21; 02:11 h).

H2 Perú (2021) Hidrógeno verde: energía sostenible para el futuro <https://h2.pe/hidrogeno/que-es/> (12/9/21; 02:54 h).

H2 View (2020) *¿Qué es Japan H2 Mobility?* <https://www.h2-view.com/story/who-is-japan-h2-mobility/> (4/9/21; 03:06 h).

Hidrogeno Verde (2022). Precio del hidrógeno. Recuperado de: <https://hidrogeno-verde.es/precio-del-hidrogeno/#:~:text=Teniendo%20en%20cuenta%20todos%20estos,y%2010%20euros%20por%20kilogramo> (04/05/22; 19:00 h)

Hidrógeno verde: las cuatro áreas de desafíos que advierte Camchal para seguir avanzando <https://www.revistaei.cl/2020/11/11/hidrogeno-verde-las-cuatro-areas-de-desafios-que-advierte-camchal-para-seguir-avanzando/>(25/11/21;19:35 hrs)

HINICIO (2021). Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación. Tomo I: Contexto nacional e internacional del hidrógeno verde. Reporte elaborado por HINICIO con el apoyo de GIZ, octubre 2021.

Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia, Octubre,2021 https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24302627/Hoja+de+Ruta+H2+Colombia_Borrador.pdf (20/11/21;09:12 hrs)

Hydrogen Council (2020). Path to Hydrogen competitiveness. Reporte elaborado por el Consejo de Hidrógeno con el apoyo analítico de McKinsey & Company, enero 2020.

Hydrogen Council (2020). Path to Hydrogen competitiveness. Reporte elaborado por el Consejo de Hidrógeno con el apoyo analítico de McKinsey & Company, enero 2020.

Hydrogen Council (2021). *Hydrogen Insights – A perspective on Hydrogen investment, market development and cost competitiveness.* Reporte elaborado por el Consejo de Hidrógeno con el apoyo analítico de McKinsey & Company, febrero 2021

- Hydrogen Europe. (2021) *Hydrogen Act. Towards the Creation of the European Hydrogen Economy*. Bruselas, Bélgica.
- IEA (2019). The Future of Hydrogen, Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. Typeset in France by IEA – June 2019.
- IEA (International Energy Agency) (2020), World Energy Outlook 2020, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>.
- Infografía elaborada por Osinergmin (2021) Recuperado de <https://issuu.com/osinergmin/docs/infografia-energetica-2021> (19/9/21; 20:00 h)
- Infografía elaborada por Osinergmin. (2021) <https://issuu.com/osinergmin/docs/infografia-energetica-2021>
- Informe EPO de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica no Convencional Aprobados o en Revisión, Osinergmin (2021) (19/11/21; 22:00 h)
- Informe Técnico de Comentarios y propuestas de solución a los problemas de transmisión detectados en el informe de diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN periodo 2023-2032, Enel Green Power (2021) (20/11/21; 20:00 h)
- International Energy Agency. (2021). *Financing Clean Energy Transitions in Emerging and Developing Economies. World Energy Investment 2021 Special Report*.
- International Energy Agency. (2021). *Hydrogen in Latin America*
- International Energy Agency. (2021). *Net Zero 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector*
- Investec (2021) Hydrogen – the fuel of South Africa's green future https://www.investec.com/en_za/focus/beyond-wealth/hydrogen-the-fuel-of-south-africas-green-future.html (11/9/21; 02:51 h).
- IREC (2020) Hidrógeno, Vector energético de una economía descarbonizada. En J. Morante, T. Andreau, G. García, J. Guilera, A. Tarancón y M. Torrell. Editado por Fundación Naturgy. Un mercado del hidrógeno en continua expansión. pp. 15-16. España: Fundación Naturgy.
- IRENA (2018), Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA (2019). Hydrogen: A renewable energy perspective, International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi.
- ISO (2015). ISO/TR 15916:2015 Basic considerations for the safety of hydrogen systems. Recuperado de: <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:tr:15916:ed-2:v1:en> (23/5/22; 23:00 h)
- Jiménez, F. (2020). Evaluación Técnica y Económica del uso de hidrógeno verde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de combustible fósil. Memoria para optar al Título de Ingeniero Civil Eléctrico. Universidad de Chile, Santiago de Chile.

Jose Estela (2021), Características de las Renovables, Costos, Tarifas y Normativa” del Curso de Energías Renovables – Maestría en Gestión de la Energía -ESAN. (17/11/21; 22:00 h)

Kawasaki Hydrogen Road (2021) Hydrogen: The Ultimate Energy Clean and Powerful <https://global.kawasaki.com/en/hydrogen/> (11/9/21; 00:54 h).

Kenneth Dubin (2021), Renewables will account for most global generation increases, but coal use remains high, EIA, Recuperado de <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=49976#:~:text=October%2015%2C%202021-Renewables%20will%20account%20for%20most%20global%20generation,but%20coal%20use%20remains%20high&text=Of%20the%20world's%20existing%20coal,that%20use%20the%20latest%20technology> (02/11/21; 20:00 h)

La República (2022). Ejecutivo propone bajar tarifas de luz a los de menores consumos. Recuperado de: <https://larepublica.pe/economia/2022/01/30/electricidad-ejecutivo-propone-bajar-tarifas-de-luz-a-los-de-menores-consumos-minem/> (22/5/22; 23:00 h)

Manaf Zghaibeh, El Manaa Barhoumi, Paul C. Okonkwo, Ikram Ben Belgacem, Wesam Hassan Beitelmal, Ibrahim B. Mansir. (2022). Analytical model for a techno-economic assessment of green hydrogen production in photovoltaic power station case study Salalah city-Oman Recuperado de: <https://www.journals.elsevier.com/international-journal-of-hydrogen-energy>

Mar Centera: Argentina anuncia una inversión extranjera de 8.400 millones de dólares en hidrógeno verde (nov 21) <https://elpais.com/clima-y-medio-ambiente/2021-11-03/argentina-anuncia-una-inversion-extranjera-de-8400-millones-de-dolares-en-hidrogeno-verde.html> (21/11/21;12:11 hrs)

María De la Cruz, CEO of H2 Chile (2021) (2021), *Green hydrogen - Chile's transition towards carbon neutrality*. H2 – View, 1 (15). 37. Recuperado de <https://www.h2-view.com/story/green-hydrogen-chiles-transition-towards-carbon-neutrality/>

Memoria Anual 2021, COES (2021) Recuperado de <https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Memorias/> (18/9/21; 21:00 h)

MINEM (2018). Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos. Recuperado de: <https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/LARH%202018.pdf>

MINEM (2020). Minem actualiza información sobre las reservas y recursos de hidrocarburos del Perú. Recuperado de: <https://www.gob.pe/institucion/minem/noticias/79324-minem-actualiza-informacion-sobre-las-reservas-y-recursos-de-hidrocarburos-del-peru>

Ministerio de Energía y Minas, 2021. Anuario Minero 2020 (Reporte Estadístico). Lima <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1921117/Anuario%20Minero%202020.pdf.pdf> (14/10/21; 23:54 h).

- National Renewable Energy Laboratory (2022). H2A: Hydrogen Analysis Production Model Archives. Recuperado de: <https://www.nrel.gov/hydrogen/h2a-production-archive.html> (20/04/22; 19:00 h)
- NGV journal (2019) Construirán la primera estación de hidrógeno de Arabia Saudita. <http://www.ngvjournals.com/noticias/estaciones-es/construiran-la-primera-estacion-de-carga-de-hidrogeno-de-arabia-saudita/?lang=es> (4/9/21; 04:01 h).
- Oficina Catalana del Cambio Climático (2011). Guía práctica para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Recuperado de: <https://www.caib.es/sacmicrofront/archivopub.do?ctrl=MCRST234ZI97531&id=97531> (22/5/22; 23:00 h)
- Osinergmin (2021). Información Técnica de Proyectos de Centrales de Generación de Energía Eléctrica No Convencional con Estudios de Pre-Operatividad aprobados por el COES, Recuperado de <https://e.issuu.com/embed.html?d=compendio-proyectos-cgenc-epo-aprobados-coes&u=osinergmin> (24/04/22; 21:00 h)
- Osinergmin (2021). Informe EPO de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica no Convencional Aprobados o en Revisión, (19/11/21; 22:00 h)
- Osinergmin (2022). Performance De Sistemas De Transmisión. Recuperado de: <https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/transmision/performance> (22/5/22; 23:00 h)
- Palisade (2022). @Risk El futuro en una hoja de trabajo. Recuperado de: <https://www.palisade-lta.com/risk/>
- Panorama del hidrógeno en Perú y América Latina, 2021 HINICIO, capacitación H2 Perú, dictada octubre 2021.
- Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea (2018). Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018. Estrasburgo: Unión Europea.
- Política Energética del Perú del 2010 al 2040 mediante Decreto Supremo N° 064-2010-EM, publicada en el diario oficial, MEM (2010)
- Política Energética del Perú del 2010 al 2040 mediante Decreto Supremo N° 064-2010-EM, publicada en el diario oficial, MEM (2010). Recuperado de <https://www.gob.pe/minem> (08/11/21; 20:00 h)
- Potencial del hidrógeno verde en el Perú (2021). [Impulsando la transición energética del Perú, H2Perú, Engie Impact.](#)
- Proceso Analítico Jerárquico (Analytic Hierarchy Process, AHP), publicado en Blog de Víctor Yepes, Universidad Politécnica de Valencia (2018). Recuperado de <https://victoryepes.blogs.upv.es/2018/11/27/proceso-analitico-jerarquico-ahp/> (28/04/22; 23:00 h)

- Race to Resilience (2020) Race to Zero. <https://racetozero.unfccc.int/join-the-race/> (4/9/21; 05:31 h).
- Real Embajada de Noruega en Santiago de Chile (2021) Foro chileno – noruego para el hidrógeno verde 2021 <https://www.norway.no/es/chile/noruega-chile/relaciones-comerciales-con-chile/webinario-hidrogeno-verde/> (11/9/21; 21:02 h).
- Renewable Energy Magazine (2018) *El hidrógeno, como solución de almacenamiento de energía*. <https://www.energias-renovables.com/panorama/20181024> (4/9/21; 01:27 h).
- Reuters (2021) Factbox-Projects to watch in the global push for Hydrogen <https://www.reuters.com/article/uk-energy-hydrogen-idUKKBN28K3DI> (11/9/21; 00:18 h).
- Reuters (2021) UK government sets out strategy for a hydrogen economy <https://www.reuters.com/world/uk/uk-government-launches-strategy-low-carbon-hydrogen-production-2021-08-16/> (11/9/21; 02:38 h).
- Revista Bnamericas (2022). Pleno del Congreso peruano aprueba proyecto de ley del Ejecutivo que permitirá reducir tarifas eléctricas. Recuperado de: <https://www.bnamericas.com/es/noticias/pleno-del-congreso-peruano-aprueba-proyecto-de-ley-del-ejecutivo-que-permitira-reducir-tarifas-electricas>
- Reyes, G., Santos, J., Navarro, P., (2021) La Seguridad en l Industria del Hidrogeno Verde, 1-10. <https://www.mapfreglobalrisks.com/gerencia-riesgos-seguros/articulos/la-seguridad-en-la-industria-del-hidrogeno-verde/>
- Reyes, G., Santos, J., Navarro, P., (2021) La Seguridad en l Industria del Hidrogeno Verde. Recuperado de <https://www.mapfreglobalrisks.com/gerencia-riesgos-seguros/articulos/la-seguridad-en-la-industria-del-hidrogeno-verde/> (05/11/21; 20:00 h)
- Rijksoverheid (2021) Klimaatakkoord <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/klimaatverandering/klimaatakkoord> (11/9/21; 23:08 h).
- Roca, J. (2022). Los costes de los electrolizadores para hidrógeno verde se reducirán en un tercio para 2030, publicado en el Periódico de la Energía. Recuperado de: <https://elperiodicodelaenergia.com/los-costes-de-los-electrolizadores-para-hidrogeno-verde-se-reduciran-en-un-tercio-para-2030/> (25/04/22; 19:00 h)
- Sánchez Molina, Pilar (sep 21) Se construye en la Guayana Francesa el primer proyecto no intermitente del mundo <https://www.pv-magazine-latam.com/2021/09/30/se-construye-en-la-guayana-francesa-el-primer-proyecto-no-intermitente-del-mundo/>(23/11/21;15:31)
- Schmerler, D., Velarde, J., Carlos; Rodríguez, A., Ben (2019). Energías renovables: Experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética. Osinergmin (01/11/21; 20:00 h)
- Servicio Nacional de Geología y Minería (SERNAGEOMIN), 2021. Anuario de la Minería de Chile 2020. Servicio Nacional de Geología y Minería, 271 p. Santiago

https://www.sernageomin.cl/pdf/anuario_de_%20la%20Mineria_de_Chile_2020_290621.pdf (14/10/21; 23:10 h).

Sociedad Peruana de Hidrocarburos (2022). Boletín Estadístico Mensual Abril 2022, recuperado de: <https://sphidrocarburos.com/> (22/5/22; 23:00 h)

Solargis (2022). Solar prospecting tool for fast and reliable project pre-feasibility. Recuperado de: <https://solargis.com/products/prospect/overview>

The Asian Renewable Energy Hub (2021) Low cost renewable energy for local and export markets <https://asianrehub.com/> (10/9/21; 19:14 h).

The H2A Production Model, NREL (2019) https://www.hydrogen.energy.gov/h2a_production.html

Tomas Baeza (2021) Potencial del Hidrógeno Verde en el Perú Impulsando la transición energética del Perú (pp. 18-23). Asociación Peruana de Hidrogeno H2 Perú. Recuperado de <https://h2.pe/> (10/11/21; 20:00 h)

Tomas Baeza (2021). Potencial del Hidrógeno Verde en el Perú Impulsando la transición energética del Perú (pp. 18-23). Asociación Peruana de Hidrogeno H2 Perú.

UK's Department for International Trade (2021). The Hydrogen Economy South Korea. Market Intelligence Report. Report produced in partnership with Intralink and published in April 2021 by UK's Department for International Trade.

UNDP (2021) South Korea's Green New Deal in the year of transition <https://www.undp.org/blogs/south-koreas-green-new-deal-year-transition> (12/9/21; 01:25 h).

Vargas, P. (2020). Análisis del costo de producción del hidrógeno verde en la zona del caribe colombiano, una aplicación al sector Industrial. Maestría en Administración MBA. Pontificia Universidad Javeriana, Colombia

Visión del Perú al 2050 (2019). Gestión sostenible de la naturaleza y medidas frente al cambio climático. Lima, 29 de abril de 2019: Secretaría Ejecutiva del Acuerdo Nacional.

Watson Farley & Williams (2021) The French Hydrogen Strategy <https://www.wfw.com/articles/the-french-hydrogen-strategy/> (11/9/21; 22:11 h).

Watson Farley & Williams (2021) The German Hydrogen Strategy <https://www.wfw.com/articles/the-german-hydrogen-strategy/> (11/9/21; 22:44 h).

Watson Farley & Williams (2021) The Italian Hydrogen Strategy <https://www.wfw.com/articles/the-italian-hydrogen-strategy/> (12/9/21; 00:47 h).

Wood Mackenzie (2020) Hydrogen production costs to 2040: Is a tipping point on the horizon? <https://www.woodmac.com/our-expertise/focus/transition/hydrogen-production-costs-to-2040-is-a-tipping-point-on-the-horizon/> (4/9/21; 20:18 h).

World Energy Council, in collaboration with EPRI and PwC (2021) *Innovation Insight Briefing. Hydrogen on the horizon ready, almost set, go?* Londres, Reino Unido.

World Energy Council, in collaboration with EPRI and PwC (2021) *Working Paper. National Hydrogen Strategies*. Londres, Reino Unido.

World Energy Council, in collaboration with EPRI and PwC (2021) *Working Paper. Inputs from Senior Leaders on Hydrogen Developments*. Londres, Reino Unido.

World Energy Trade (2022). Anglo American creará el primer camión minero impulsado por hidrógeno. Recuperado de: <https://www.worldenergytrade.com/metales/mineria/anglo-american-creara-el-primer-camion-minero-impulsado-por-hidrogeno> (20/04/22; 19:00 h)