

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

FACULTAD DE INGENIERÍA DE PROCESOS

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA PETROQUÍMICA



TESIS

**PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO POR ELECTRÓLISIS PARA SU INCLUSIÓN EN
LA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL “PROYECTO DE PREFACTIBILIDAD”**

PRESENTADO POR:

Br. GEBY YANIRE CARBAJAL GAMARRA

Br. OLIVER SANTIAGO YAPURASI

**PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO PETROQUÍMICO**

ASESOR:

Ing. MARCO ALFREDO FERNANDEZ

FERNANDEZ BACA

COASESORA:

Dra. LECSI MARICELA ROMERO PEÑA

CUSCO-PERÚ

2025



Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco

INFORME DE SIMILITUD

(Aprobado por Resolución Nro.CU-321-2025-UNSAAC)

El que suscribe, el **Asesor** LECSI MARICELA ROMERO PEÑA
..... quien aplica el software de detección de similitud al
trabajo de investigación/tesis titulada:

"PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO POR ELECTROLISIS PARA SU
INCLUSIÓN EN LA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL
"PROYECTO DE PREFACTIBILIDAD"

Presentado por: GEBY YANIRE CARBAJAL GAMARRA DNI N° 79382122 ;

presentado por: OLIVER SANTIAGO YAPURASI DNI N°: 77141078

Para optar el título Profesional/Grado Académico de INGENIERO PETROQUIMICO

Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 01 veces, mediante el
Software de Similitud, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso del Sistema Detección de
Similitud en la UNSAAC** y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 3 %.

Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a grado académico o título profesional, tesis

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No sobrepasa el porcentaje aceptado de similitud.	<u>X</u>
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las subsanaciones.	
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, conforme al reglamento, quien a su vez eleva el informe al Vicerrectorado de Investigación para que tome las acciones correspondientes; Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	

Por tanto, en mi condición de Asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y **adjunto**
las primeras páginas del reporte del Sistema de Detección de Similitud.

Cusco, 10 de OCTUBRE de 2025

Firma

Post firma LECSI MARICELA ROMERO PEÑA

Nro. de DNI 01333288

ORCID del Asesor 0000-0003-0374-0234

Se adjunta:

- Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
- Enlace del Reporte Generado por el Sistema de Detección de Similitud: **oid:** 27259:510678702

PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO POR ELECTRÓLISIS PARA SU INCLUSIÓN EN LA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL “PROYE...

 Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::27259:510678702

193 páginas

Fecha de entrega

9 oct 2025, 7:29 p.m. GMT-5

38.142 palabras

Fecha de descarga

9 oct 2025, 7:39 p.m. GMT-5

210.180 caracteres

Nombre del archivo

PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO POR ELECTRÓLISIS PARA SU INCLUSIÓN EN LA MATRIZ ENERGÉTIC....pdf

Tamaño del archivo

4.1 MB

3% Similitud general

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

Filtrado desde el informe

- Bibliografía
- Texto citado
- Texto mencionado
- Coincidencias menores (menos de 20 palabras)

Fuentes principales

- 2%  Fuentes de Internet
- 0%  Publicaciones
- 1%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alertas de integridad para revisión

-  **Caracteres reemplazados**
59 caracteres sospechosos en N.º de páginas
Las letras son intercambiadas por caracteres similares de otro alfabeto.
-  **Texto oculto**
12 caracteres sospechosos en N.º de páginas
El texto es alterado para mezclarse con el fondo blanco del documento.

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

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

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, manifestamos nuestra gratitud a Dios, por concedernos la salud, el conocimiento y la perseverancia necesarias para alcanzar la culminación de este trabajo de investigación.

Expresamos nuestro especial agradecimiento al Ing. Marco Alfredo Fernández Fernández Baca, asesor de este proyecto, por su valiosa guía, paciencia y compromiso durante todo el proceso. Su dedicación y experiencia han sido fundamentales para el desarrollo y culminación de esta investigación.

De igual manera, agradecemos sinceramente a la Dra. Lecsí Maricela Romero Peña, nuestra coasesora, por su constante acompañamiento, consejos precisos y apoyo académico que enriquecieron significativamente nuestro trabajo

A nuestras familias, quienes nos ofrecieron su apoyo incondicional y sostén emocional, agradecemos profundamente por ser nuestra fuerza y motivación a lo largo de este camino.

Extendemos también nuestro aprecio a nuestros amigos: Diena, Kike, Royher, Linver, Laxmi, Cesar, Cristian, Yojanna y a todos aquellos que, aunque no mencionamos, siempre estuvieron presentes y nos brindaron su apoyo de diversas formas.

Gracias al respaldo de todas estas personas, fue posible llevar a cabo este trabajo. A todos, nuestro sincero y eterno agradecimiento.

Geby Yanire Carbajal Gamarra

Oliver Santiago Yapurasi

DEDICATORIA

Dedico esta tesis con todo mi corazón a mi abuelita Tomasa, que desde el cielo me cuida y guía; su recuerdo es una luz que acompaña cada paso que doy, y espero que, donde esté, se sienta orgullosa de mí. A mi mamá Bertha Gamarra, por ser el pilar de mi vida, por su entrega, esfuerzo y amor incondicional, y por enseñarme a nunca rendirme. A mis hermanos Joel y Sulema, por su cariño, compañía y apoyo constante, que me han dado fuerza en cada etapa. Y a mi tía Gina Gamarra, por su cercanía, sus consejos y su apoyo constante. A todos ustedes, les dedico con gratitud este esfuerzo que también les pertenece.

Geby Yanire Carbajal Gamarra

Dedico este trabajo de investigación con profundo amor y gratitud a mi madre, Herminia Yapurasi Mamani, por ser ejemplo de fortaleza, dedicación y por motivarme siempre a seguir adelante, incluso en los momentos más difíciles, y a mi padre, Roberto Santiago Ccolque, por su apoyo constante, esfuerzo incansable y el cariño que me ha acompañado a lo largo de este camino; a mis hermanos: Jhon, Roberto, José y Shamy, por estar siempre presentes con su aliento y respaldo incondicional; de manera especial, a toda mi familia, por ser fuente de inspiración, amor y confianza. Gracias a ustedes he podido llegar hasta aquí y continuar persiguiendo mis sueños.

Oliver Santiago Yapurasi

ÍNDICE

AGRADECIMIENTO	I
DEDICATORIA	II
ÍNDICE	III
ÍNDICE DE TABLAS.....	XI
INDICE DE FIGURAS.....	XIV
LISTA DE SIGLA.....	XV
RESUMEN.....	1
CAPITULO I.....	2
GENERALIDADES.....	2
OBJETIVOS DEL PROYECTO	2
<i>1.1 Objetivo general.....</i>	<i>2</i>
<i>1.2 Objetivos específicos.....</i>	<i>2</i>
<i>1.3 Justificación del proyecto</i>	<i>2</i>
1.3.1 Justificación técnica: Hidrógeno	3
1.3.2 Justificación económica: Rentabilidad y sostenibilidad	3
1.3.3 Justificación social y ambiental.....	4
<i>1.4 Aspectos administrativos.....</i>	<i>5</i>
1.4.1 Planificación estratégica del proyecto	5
1.4.2 Organización y gobernanza del proyecto	5
1.4.3 Modelo financiero y sostenibilidad económica	6
1.4.4 Recursos humanos.....	6
1.4.5 Control de calidad	7
1.4.6 Certificadoras de hidrogeno	7

1.4.7	Logística y abastecimiento	8
1.4.8	Gestión de riesgos y contingencias	9
CAPITULO II		10
ESTUDIO DE MERCADO DEL HIDROGENO		10
2.1	<i>Descripción, características y usos del hidrógeno</i>	10
2.1.1	Características del hidrógeno:	10
2.1.2	Propiedades fisicoquímicas del hidrógeno	11
2.1.3	Usos del hidrógeno:.....	12
2.2	<i>Estudio de la materia prima: Agua</i>	12
2.2.1	Agua de mar	13
2.2.2	Propiedades del agua de mar	13
2.2.3	Características del agua de mar	14
2.3	<i>Estudio del insumo: Energía eléctrica renovable</i>	15
2.3.1	Potencial de generación solar en Moquegua	15
2.4	<i>Consumo histórico de combustibles (2017-2024)</i>	16
2.4.1	Consumo de gas natural (2017 – 2024).....	16
2.4.2	Consumo de GLP (2017 – 2024).....	18
2.4.3	Consumo de gasolinas.....	20
2.4.4	Consumo de carbón.....	21
2.4.5	Consumo de diésel	23
2.4.6	Consumo de petróleos industriales.....	25
2.5	<i>Estudio de la demanda energética en el Perú</i>	27
2.5.1	Proyección de consumo gas natural	27
2.5.2	Proyección de consumo de GLP	28
2.5.3	Proyección de consumo de gasolinas	30
2.5.4	Proyección de consumo de carbón	31
2.5.5	Proyección de Consumo de diésel.....	35
2.5.6	Proyección de consumo de petróleos industriales	37

2.6	<i>Mercado potencial para el proyecto</i>	40
2.6.1	Perspectiva del volumen hidrógeno necesario al 2030.....	40
2.7	<i>Estudio de precios</i>	42
2.7.1	Precio de las materias primas para el proceso de electrolisis	42
2.8	<i>Estudio de canales de comercialización del hidrogeno</i>	43
CAPITULO III		44
ESTUDIO TECNICO DEL PROYECTO DE HIDROGENO		44
3.1	<i>Localización del proyecto de hidrogeno</i>	44
3.1.1	Factores de localización	44
3.1.2	Análisis de factores de macro localización	44
3.1.2.1	Disponibilidad de agua	45
3.1.2.2	Energía renovable (Solar fotovoltaica)	45
3.1.2.3	Cercanía a zonas industriales	45
3.1.2.4	Vías de transporte	46
3.1.2.5	Precio del terreno	46
3.1.2.6	Mano de obra	46
3.1.2.7	Clima	46
3.1.3	Evaluación por el método de ranking de factores.....	46
3.1.3.1	Escala de calificación.....	47
3.1.3.2	Análisis de factores de micro localización.....	49
3.2	<i>Tamaño del proyecto</i>	49
3.2.1	Relación tamaño – materia prima.....	50
3.2.2	Relación tamaño – fuente de energía renovable.....	50
3.2.3	Relación tamaño – tecnología	50
3.2.4	Relación tamaño – inversión – financiamiento	51
3.2.5	Tamaño óptimo de la planta	51
3.3	<i>Ingeniería del proyecto</i>	52
3.3.1	Selección del proceso productivo planta de electrolisis	52

3.3.2 Tratamiento de agua de mar con ósmosis inversa y electrodesionización	54
3.3.2.1 Ósmosis inversa (RO).....	54
3.3.2.2 Electrodesionización (EDI).....	54
3.3.3 Acoplamiento de sistemas fotovoltaicos con electrólisis PEM en Moquegua	56
3.3.4 Descripción del proceso PEM	58
3.3.5 Diagrama de flujo de proceso.....	60
3.3.6 Balance de materia planta PEM 2030	61
3.3.6.1 Balance general.....	63
3.3.6.2 Balance de masa electrolizadores	69
3.3.6.3 Balance de masa para el mezclador (Mixer)	72
3.3.7 Balances de energía planta PEM 2030	74
3.3.7.1 Balance de energía para la bomba.....	74
3.3.7.2 Balance de energía para el calentador.....	75
3.3.7.3 Balance de energía para los electrolizadores	76
3.3.7.4 Balance de energía para los compresores	77
3.3.7.5 Balance de energía para enfriador.....	79
3.3.8 Selección de la tecnología o maquinarias.....	80
3.3.8.1 Diseño de planta PEM 2030	80
3.3.8.1 Diseño de planta de tratamiento de aguas.....	81
3.3.9 Periodo operacional estimado de la planta	83
3.3.9.1 Periodo operacional estimado de la planta PEM 2030.....	83
3.3.10 Distribución de la maquinaria y equipos en la planta industrial PEM 2030	84
3.3.10.1 Zona de alimentación de materia prima	84
3.3.10.2 Zona de módulos de electrólisis	85
3.3.10.3 Zona de compresión de hidrógeno	85
3.3.10.4 Zona de mezclador y homogeneizador de corrientes	85
3.3.10.5 Zona de enfriamiento de gas	86
3.3.10.6 Zona de almacenamiento	86

3.3.10.7 Zona de control y monitoreo de procesos	86
3.3.10.8 Área de servicio y seguridad	87
3.3.10.9 Zona de tratamiento de agua	87
3.3.10.10 Área de logística.....	87
3.3.10.11 Área administrativa	88
3.3.10.12 Gerencia	88
3.3.10.13 Contabilidad.....	88
3.3.11 Planos de distribución de la planta PEM	89
CAPITULO IV	90
ESTUDIO DE LA ORGANIZACIÓN DEL PROYECTO DE HIDROGENO.....	90
4.1.1 Estructura organizativa del proyecto	90
4.1.1.1 Descripción de funciones:.....	91
CAPITULO V.....	93
ESTUDIO TÉCNICO LEGAL DEL PROYECTO DE HIDROGENO	93
5.1 <i>Marco legal y normativo aplicable</i>	93
5.1.1 Energía e hidrógeno	93
5.1.2 Normativa ambiental.....	94
5.2 <i>Permisos y licencias requeridas</i>	95
5.2.1 Permisos ambientales:	95
5.2.2 Autorizaciones sectoriales:.....	96
5.2.3 Permisos municipales:.....	96
5.3 <i>Compatibilidad con normativa internacional</i>	96
CÁPITULO VI	97
ESTUDIO DEL IMPACTO AMBIENTAL DEL PROYECTO DE HIDROGENO.....	97
6.1 <i>Características de los impactos ambientales del proyecto</i>	97
6.2 <i>Análisis de la calidad del agua, aire, suelo, contaminación sonora(ruido)</i>	97
6.2.1 Calidad del agua.....	97

6.2.2	Calidad del aire	97
6.2.3	Calidad del suelo	98
6.2.4	Contaminación sonora (ruido).....	98
6.2.5	Paisaje	98
6.2.6	Flora y fauna	98
6.2.7	Aspectos socioeconómicos.....	98
6.2.8	Seguridad y salud ocupacional.....	98
CAPITULO VII.....		102
ESTUDIO DE LA INVERSIÓN INICIAL Y FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO DE HIDROGENO		102
7.1	<i>Inversión fija</i>	102
7.1.1	Planta de electrólisis PEM – Año 2030	103
7.2	<i>Inversiones en activos fijos intangibles</i>	105
7.3	<i>Capital de trabajo</i>	105
7.4	<i>Inversión total del proyecto</i>	108
7.4.1	Estructura de la inversión	108
7.4.1.1	Planta de electrólisis PEM – Año 2030	108
7.4.2	Programa de inversión del proyecto	109
7.4.2.1	Planta de Electrólisis PEM – Año 2030.....	109
7.5	<i>Estructura del financiamiento</i>	111
7.5.1	Porcentaje de aporte en el financiamiento.....	111
7.5.1.1	Planta de electrólisis PEM – Año 2030	111
7.5.1.2	Planta financiamiento de la inversión y organización.....	111
7.5.1.3	Planta de electrólisis PEM – Año 2030	111
7.6	<i>COSTOS E INGRESOS</i>	113
7.6.1	Egresos	113
7.6.1.1	Costos directos.....	113
7.6.1.2	Costos indirectos.....	114

7.6.1.3	Costos administrativos.....	114
7.6.1.4	Costos financieros.....	115
7.6.1.5	Costos variables	116
7.6.1.6	Costos fijos	117
7.6.1.7	Presupuesto total de costos de producción.....	118
7.6.1.8	Costo unitario de producción.....	118
7.7	<i>Ingresos</i>	120
7.7.1	Ingresos por venta del hidrógeno	120
7.8	<i>Punto de equilibrio</i>	121
CAPITULO VIII.....		124
EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DEL PROYECTO DE HIDROGENO.....		124
8.1	<i>Flujo de caja</i>	124
8.2	<i>Costo de oportunidad de capital (C.O.K)</i>	126
8.3	<i>Costo promedio ponderado de capital (CPPC)</i>	126
8.4	<i>Valor actual neto (VAN)</i>	127
8.4.1	Valor actual neto económico (VANE)	127
8.4.2	Valor actual neto financiera (VANF).....	128
8.5	<i>Tasa interna de retorno</i>	130
8.5.1	Tasa interna de retorno económico (TIRE)	130
8.5.2	Tasa interna de retorno financiero (TIRF).....	131
8.6	<i>Relación beneficio- costo (B/C)</i>	132
8.7	<i>Periodo de recuperación de la inversión (PRI)</i>	134
8.7.1	Planta de electrolisis PEM 2030.....	134
CAPITULO IX		135
EL COSTO NIVELADO DEL HIDROGENO (LCOH).....		135
ANALISIS DE SENSIBILIDAD		137
10.1	<i>Análisis de sensibilidad al precio de materia prima</i>	138

10.2	<i>Análisis de sensibilidad al precio del producto terminado</i>	<i>139</i>
CONCLUSIONES.....		142
RECOMENDACIONES.....		144
REFERENCIAS		145
APÉNDICE 1		149
APÉNDICE 2.....		164
APÉNDICE 3.....		165
ANEXO 1		166

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1	CONCENTRACIÓN PROMEDIO DE LOS PRINCIPALES ELEMENTOS PRESENTES EN EL AGUA DE MAR.....	14
TABLA 2	CONSUMO ANUAL DE GAS NATURAL (2017–2024)	17
TABLA 3	CONSUMO ANUAL DE GLP (2017–2024)	19
TABLA 4	CONSUMO ANUAL DE GASOLINAS (2017-2024)	20
TABLA 5	CONSUMO ANUAL DE CARBÓN (2017-2024).....	22
TABLA 6	CONSUMO ANUAL DE DIÉSEL (2017-2024)	24
TABLA 7	CONSUMO ANUAL DE PETRÓLEOS INDUSTRIALES (2017-2024).....	26
TABLA 8	DEMANDA PROYECTADA DEL CONSUMO ANUAL DE GAS NATURAL	27
TABLA 9	DEMANDA PROYECTADA DEL CONSUMO ANUAL DE GLP	29
TABLA 10	DEMANDA PROYECTADA DEL CONSUMO ANUAL DE GASOLINAS.....	30
TABLA 11	DEMANDA PROYECTADA DEL CONSUMO ANUAL DE CARBÓN	34
TABLA 12	DEMANDA PROYECTADA DEL CONSUMO ANUAL DE DIÉSEL	36
TABLA 13	DEMANDA PROYECTADA DEL CONSUMO ANUAL DE PETRÓLEOS INDUSTRIALES	39
TABLA 14	DEMANDA DE COMBUSTIBLES PARA EL AÑO 2030.....	41
TABLA 15	ESTIMACIÓN DE LA MASA DE HIDRÓGENO POR PROCESO DE PRODUCCIÓN (KG/AÑO).....	42
TABLA 16	PRECIO REFERENCIAL DE LA MATERIA PRIMA PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO.....	43
TABLA 17	PRECIO REFERENCIAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA RENOVABLE PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	43
TABLA 18	ESCALA DE CALIFICACIÓN	47
TABLA 19	CALIFICACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA LA PLANTA PEM	48
TABLA 20	PONDERACIÓN PARA LA MACRO LOCALIZACIÓN.....	49
TABLA 21	MASA DE HIDRÓGENO NECESARIO PARA SUSTITUIR COMBUSTIBLES EN EL PERÚ AL AÑO 2030	51
TABLA 22	CAPACIDAD OPTIMA INICIAL DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	52
TABLA 23	COMPARATIVO DE TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	53
TABLA 24	PARÁMETROS DE CALIDAD DEL AGUA PARA ELECTROLIZADORES	56
TABLA 25	RESUMEN DE CAPACIDAD INSTALADA DE LAS PLANTAS SOLARES EN MOQUEGUA	57

TABLA 26	PARÁMETROS PARA EL BALANCE DE MATERIA Y ENERGÍA	63
TABLA 27	BALANCE DE MASA EN LAS CORRIENTES DEL PROCESO DE OBTENCIÓN DE HIDROGENO	64
TABLA 28	BALANCE GENERAL DE MASA DE COMPONENTES EN EL PROCESO PEM.....	68
TABLA 29	BALANCE DE MASA DE ENTRADAS Y SALIDAS EN LOS ELECTROLIZADORES	71
TABLA 30	BALANCE DE MASA DE ENTRADAS Y SALIDAS EN EL MEZCLADOR (MIXER).....	73
TABLA 31	CONDICIONES DE OPERACIÓN Y BALANCE DE ENERGÍA PARA LA BOMBA.....	74
TABLA 32	CONDICIONES DE OPERACIÓN Y BALANCE DE ENERGÍA PARA CALENTADOR.....	75
TABLA 33	CONDICIONES DE OPERACIÓN Y BALANCE DE ENERGÍA PARA ELECTROLIZADORES	76
TABLA 34	CONDICIONES DE OPERACIÓN Y BALANCE DE ENERGÍA PARA COMPRESORES	77
TABLA 35	CONDICIONES DE OPERACIÓN Y BALANCE DE ENERGÍA PARA ENFRIADOR	79
TABLA 36	CUADRO RESUMEN DE DIMENSIONAMIENTO Y COSTOS DE EQUIPOS	81
TABLA 37	EQUIPOS NECESARIOS PARA LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS.....	82
TABLA 38	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y VIDA ÚTIL DE LOS EQUIPOS EN LA PLANTA DE ELECTRÓLISIS PEM 2030	83
TABLA 39	TABLA DE IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES PARA LA PLANTA ELECTRÓLISIS PEM	99
TABLA 40	CLASIFICACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES PARA LA PLANTA DE ELECTROLISIS PEM.....	100
TABLA 41	MATRIZ DE LEOPOLD PEM	101
TABLA 42	RESUMEN DE INVERSIÓN FIJA TANGIBLE PARA MAQUINARIA Y EQUIPOS DE PRODUCCIÓN PLANTA PEM 2030.	103
TABLA 43	RESUMEN DE INVERSIÓN FIJA TANGIBLE PARA MOBILIARIO DE OFICINA Y LABORATORIO PLANTA PEM 2030	104
TABLA 44	RESUMEN INVERSIÓN FIJA TANGIBLE PEM 2030.....	104
TABLA 45	INVERSIÓN FIJA INTANGIBLE PEM 2030.....	105
TABLA 46	RESUMEN DE CAPITAL DE TRABAJO PEM 2030	106
TABLA 47	ESTRUCTURA DE PERSONAL Y COSTO ANUAL DE MANO DE OBRA PARA LA PLANTA PEM.....	107
TABLA 48	RESUMEN DE INVERSIÓN PLANTA PEM 2030	108
TABLA 49	RESUMEN PROGRAMA DE INVERSIÓN PLANTA PEM 2030.....	110
TABLA 50	APORTE DE FINANCIAMIENTO PLANTA PEM 2030	111

TABLA 51	RESUMEN FINANCIAMIENTO DE PROYECTO PLANTA PEM 2030	112
TABLA 52	COSTOS DIRECTOS DE LA PLANTA PEM 2030	113
TABLA 53	COSTOS INDIRECTOS PLANTA PEM 2030.....	114
TABLA 54	COSTOS ADMINISTRATIVOS PLANTA PEM 2030	115
TABLA 55	PRÉSTAMO BANCARIO	116
TABLA 56	COSTOS VARIABLES PLANTA PEM 2030.....	116
TABLA 57	COSTOS FIJOS PLANTA PEM 2030	117
TABLA 58	RESUMEN DE COSTOS TOTALES DE PRODUCCIÓN DE LA PLANTA PEM 2030.....	118
TABLA 59	COSTO UNITARIO DE PRODUCCIÓN PLANTA PEM 2030	119
TABLA 60	RESUMEN DE INGRESOS OBTENIDOS POR VENTAS PARA LA PLANTA PEM 2030.....	121
TABLA 61	PUNTO DE EQUILIBRIO DURANTE EL HORIZONTE DE LA PLANTA PEM 2030	122
TABLA 62	FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO PEM 2030	125
TABLA 63	VALOR ACTUAL NETO ECONÓMICO PLANTA PEM 2030	128
TABLA 64	VALOR ACTUAL NETO FINANCIERA PLANTA PEM 2030	129
TABLA 65	TASA INTERNA DE RETORNO ECONÓMICO PLANTA ELECTROLISIS PEM 2030	131
TABLA 66	TASA INTERNA DE RETORNO FINANCIERO PLANTA ELECTROLISIS PEM 2030	132
TABLA 67	EGRESOS E INGRESOS TOTALES DE LA PLANTA ELECTROLISIS PEM 2030.....	133
TABLA 68	PERIODO DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL DE LA PLANTA DE ELECTRÓLISIS PEM 2030.....	134
TABLA 69	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CON RESPECTO AL PRECIO DEL AGUA EN LA PLANTA PEM 2030 VANE Y TIRE	138
TABLA 70	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CON RESPECTO AL PRECIO DEL AGUA EN LA PLANTA PEM 2030 VANF Y TIRF.....	139
TABLA 71	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL PRECIO DEL HIDROGENO PEM 2030 VANE Y TIRE.....	140
TABLA 72	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL PRECIO DEL HIDROGENO PEM 2030 VANF Y TIRF	140

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 CONSUMO DE GAS NATURAL PERIODO (2017-2024)	18
FIGURA 2 CONSUMO DE GLP PERIODO (2017-2024)	19
FIGURA 3 CONSUMO DE GASOLINAS PERIODO (2017-2024)	21
FIGURA 4 CONSUMO DE CARBÓN PERIODO (2017-2024)	22
FIGURA 5 CONSUMO DE DIÉSEL PERIODO (2017-2024)	24
FIGURA 6 CONSUMO DE PETRÓLEOS INDUSTRIALES PERIODO (2017-2024)	26
FIGURA 7 DEMANDA DE GAS NATURAL PERIODO (2025-2030)	28
FIGURA 8 DEMANDA DE GLP PERIODO (2024-2030)	29
FIGURA 9 DEMANDA DE GASOLINAS PERIODO (2024-2030)	31
FIGURA 10 DEMANDA DE CARBÓN PERIODO (2024-2030)	34
FIGURA 11 DEMANDA DE DIÉSEL PERIODO (2024-2030)	36
FIGURA 12 DEMANDA DE PETRÓLEOS INDUSTRIALES PERIODO (2024-2030)	39
FIGURA 13 DIAGRAMA DE UNA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS CON UN SISTEMA DE RO DE DOBLE PASO Y EDI	55
FIGURA 14 DIAGRAMA DE FLUJO PLANTA PEM 2030	60
FIGURA 15 ESQUEMA DESARROLLADO DE BALANCE DE MATERIA PEM 2030	66
FIGURA 16 BALANCE DE MASA ELECTROLIZADORES	69
FIGURA 17 BALANCE DE MASA PARA EL MIXER	72
FIGURA 18 DISEÑO DE DISTRIBUCIÓN DE PLANTA	89
FIGURA 19 ORGANIGRAMA DE LA PLANTA DE PRODUCCIÓN	92
FIGURA 20 PUNTO DE EQUILIBRIO PEM 2030	123

LISTA DE SIGLA

- H₂: Hidrógeno
- CO₂: Dióxido de carbono
- CO: Monóxido de carbono
- GN: Gas Natural
- GLP: Gas Licuado de Petróleo
- PEM: Membrana de Intercambio de Protones (Proton Exchange Membrane)
- TIR: Tasa Interna de Retorno
- VAN: Valor Actual Neto
- B/C: Relación Beneficio-Costo
- OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
- MINEM: Ministerio de Energía y Minas
- ISO: Organización Internacional de Normalización

RESUMEN

El proyecto de prefactibilidad analiza el potencial del hidrógeno como fuente de energía alternativa en el Perú, evaluando su viabilidad técnica, económica y financiera. La inversión estimada es de \$13 600 282 149,07, destinada a una planta de electrólisis con capacidad de 2 349 095 171 kg de hidrógeno por año. Mediante simulación en Aspen Hysys, se validó la eficiencia del proceso y se identificó Moquegua como zona óptima por su acceso a energía renovable, cercanía a puertos y disponibilidad de agua de mar, la cual será tratada mediante ósmosis inversa y electrodesionización (EDI) para garantizar la pureza requerida.

El análisis económico mostró indicadores favorables: VANE de \$1 224 881,75, TIRE del 15,80 %, PRI de 7 años y B/C de 1,17, confirmando la rentabilidad del proyecto en un contexto global de descarbonización. En el ámbito ambiental y social, el uso del hidrógeno reduciría emisiones contaminantes, mejoraría la calidad del aire y generaría empleo calificado, impulsando el desarrollo nacional e innovación tecnológica.

Se concluye que el hidrógeno representa una alternativa viable para diversificar la matriz energética peruana, fortalecer la seguridad energética y avanzar hacia un modelo sostenible. Se recomienda promover un marco normativo, alianzas público-privadas y una red logística nacional que consolide al Perú en el mercado global del hidrógeno.

Palabras clave: Electrólisis, hidrógeno, matriz energética, descarbonización.

CAPITULO I

GENERALIDADES

OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.1 Objetivo general.

Formular un proyecto de preinversión para la producción e inclusión del hidrógeno como fuente de energía alternativa en la matriz energética nacional.

1.2 Objetivos específicos.

- Desarrollar el estudio de mercado del hidrógeno como fuente alternativa en el mercado energético peruano.
- Desarrollar el estudio técnico del proyecto, mediante la evaluación de la localización estratégica, la determinación del tamaño óptimo de la planta y el desarrollo de los criterios básicos de ingeniería para su implementación.
- Evaluar técnica y económicamente la producción de hidrógeno mediante electrólisis, considerando el proceso productivo.
- Evaluar la viabilidad económica y financiera del proyecto mediante el análisis de costos, ingresos e inversiones.
- Evaluar el impacto ambiental y social de la inclusión del hidrógeno en la matriz energética nacional.

1.3 Justificación del proyecto

El presente proyecto tiene como finalidad determinar la prefactibilidad de la inclusión del hidrógeno en la matriz energética nacional, como una alternativa ecológica para reducir el consumo de combustibles fósiles convencionales.

Aunque la matriz energética actual se apoya en parte en el gas natural, considerado un combustible fósil de bajas emisiones, el país sigue dependiendo de otros combustibles fósiles

como el GLP, diésel, gasolinas, petróleos industriales y carbón, principalmente en los sectores de transporte, consumo domiciliario y parte de la industria. La transición energética plantea el reto de reemplazar progresivamente estos combustibles fósiles durante la transición energética.

1.3.1 Justificación técnica: Hidrógeno

La matriz energética peruana se enfrenta a limitaciones críticas debido a la alta dependencia de los hidrocarburos como principales fuentes de energía. Esta dependencia genera vulnerabilidades significativas, ya que el suministro de estos recursos está sujeto a interrupciones por factores externos como la fluctuación en los precios internacionales, conflictos sociales, problemas en la infraestructura de transporte y extracción, y crisis políticas. Además, el uso predominante de combustibles fósiles incrementa la emisión de gases de efecto invernadero (CO₂). En este contexto, el hidrógeno surge como una alternativa estratégica que permitiría no solo reducir la dependencia de los combustibles fósiles, sino también posicionar al país como un actor competitivo en el emergente mercado global de energías limpias.

El hidrógeno surge como una solución para diversificar y masificar la matriz energética del Perú.

Perú dispone de regiones altamente propicias para la generación de energía eléctrica mediante tecnología fotovoltaica, destacando especialmente las zonas del norte y sur del país por sus elevados niveles de radiación solar, lo que constituye una condición favorable para la instalación de una planta PEM alimentada por fuentes de energía renovable.

1.3.2 Justificación económica: Rentabilidad y sostenibilidad

La economía energética del Perú enfrenta grandes desafíos debido a los elevados costos de producción asociados con el 18% de las importaciones y el 5.8% de las exportaciones del Perú reflejando una fuerte dependencia energética del exterior. La variabilidad en los precios del petróleo a nivel internacional y gas afecta directamente los costos energéticos en el país.

Además, la dependencia de estos recursos crea riesgos en el suministro, lo que incrementa los costos de generación y distribución de energía (MINEM, 2023a).

En este contexto, el hidrógeno representa una alternativa económica a mediano y a largo plazo. Aunque su producción inicial implica una inversión significativa, las tendencias globales muestran una disminución progresiva en los costos de la tecnología de electrólisis y un aumento en la capacidad de generación renovable. A medida que se incrementen las inversiones en energías limpias y en infraestructura para producir hidrógeno verde, los costos de producción disminuirán, haciéndolo más competitivo frente a los combustibles fósiles.

Asimismo, el hidrógeno puede contribuir a mitigar el riesgo de la dependencia de las fluctuaciones del mercado global de hidrocarburos, ya que puede ser producido localmente, lo que refuerza la independencia energética del país.

1.3.3 Justificación social y ambiental

El uso intensivo de combustibles fósiles, tales como el petróleo, gas natural y el carbón generan un fuerte impacto ambiental y en la salud pública, al generar grandes cantidades de contaminantes como SO_x, NO_x, y principalmente CO₂. El H₂ se reconoce como un combustible limpio, dado que en su combustión sólo se genera agua. Por lo tanto, puede utilizarse como combustible no contaminante en vehículos, o aplicaciones domésticas.

En términos de acceso a energía limpia, la inclusión de hidrógeno en la matriz energética nacional podría mejorar el acceso a una fuente de energía limpia y sostenible tanto para comunidades urbanas como rurales, lo que beneficiaría a toda la población y contribuiría a la reducción de la pobreza energética.

Además, la implementación de proyectos vinculados al hidrógeno generaría empleo en sectores como la construcción, ingeniería, mantenimiento y operación, promoviendo el desarrollo económico inclusivo y sostenible en diversas regiones del país.

1.4 Aspectos administrativos

1.4.1 Planificación estratégica del proyecto

En concordancia con las políticas energéticas nacionales y los compromisos internacionales de descarbonización, este proyecto se enmarca con los lineamientos trazados para *(PEM) al 2030*, cuyo objetivo central es lograr una transición gradual y sostenible hacia una matriz energética diversificada, resiliente y baja en carbono. Para ello, se ha diseñado una ruta complementaria de implementación tecnológica (MINEM, 2023b).

Este proyecto se articula dentro de las directrices energéticas nacionales y los compromisos internacionales de descarbonización con un horizonte principal: el 2030 (Electrolisis) como meta intermedia para alcanzar la descarbonización progresiva del sector energético. En este contexto, se desarrolla una ruta PEM 2030 (MINEM, 2023b).

Ruta PEM 2030 (Hidrógeno - electrolisis): Contempla el desarrollo e integración progresiva de tecnologías de electrólisis para la producción progresiva de hidrógeno mediante electrólisis alimentada por energía fotovoltaica, destinada a sectores intensivos como minería, transporte y generación (Deloitte Touche Tohmatsu Limited, 2021).

Esta iniciativa se enmarca en un esquema de transición tecnológica y energética, donde el hidrógeno alcance competitividad total.

1.4.2 Organización y gobernanza del proyecto

La estructura organizacional propuesta se basa en un modelo descentralizado con unidades operativas interdependientes, lideradas por una dirección central que supervisa todos los procesos clave de electrolisis PEM. Se contemplan áreas funcionales como Producción, Logística, Finanzas, Mantenimiento y Gestión de Riesgos, cada una con sus respectivas responsabilidades. Dado que la inversión se distribuye entre cuatro socios estratégicos con igual participación, complementada por un financiamiento del 60 % del total de la inversión

por una entidad bancaria. Para asegurar una gestión eficiente, se conformará un comité directivo colegiado encargado de la toma de decisiones.

1.4.3 Modelo financiero y sostenibilidad económica

La inversión estimada del proyecto es de \$ 13 600 132 149,07 destinada al desarrollo e implementación de la planta de electrólisis tipo PEM. Esta inversión se distribuye entre costos de adquisición de equipos, montaje, operación, mantenimiento y otros gastos asociados a la implementación del proyecto. El modelo financiero basado en inversión privada, articulada mediante consorcios industriales y financiamiento bancario. Asimismo, se contempla la posibilidad de acceder a fondos verdes internacionales y mecanismos de financiamiento climático.

El análisis económico proyecta una rentabilidad sostenida en el mediano plazo, apalancada por el descenso progresivo de los costos de electrólisis, el aumento en la demanda de hidrógeno como vector energético y los beneficios derivados de la venta de bonos de carbono y certificaciones ambientales.

1.4.4 Recursos humanos

La implementación del proyecto requerirá la incorporación de personal técnico especializado en producción de hidrógeno, manejo de electrolizadores y operación de instalaciones renovables. Se desarrollará un programa de formación y certificación para operarios, técnicos y profesionales, priorizando la contratación de mano de obra local, lo que permitirá dinamizar las economías regionales y generar capacidades en zonas estratégicas del país. La gestión del talento incluirá políticas de equidad, seguridad laboral y desarrollo profesional continuo.

1.4.5 Control de calidad

Con el propósito de garantizar la eficiencia operativa y la sostenibilidad del proyecto, se aplicará un sistema integral de gestión de la calidad que cumpla con estándares internacionales, tales como:

ISO 9001: Para asegurar procesos de alta calidad, eficientes y orientados a resultados.

ISO 14001: Para minimizar impactos ambientales negativos durante todas las fases del proyecto.

ISO 45001: Para garantizar operaciones dentro de los conceptos modernos de seguridad y salud ocupacional.

ISO 50001: Para optimizar la orientada a la eficiencia energética en los procesos.

Asimismo, se gestionará la obtención de certificados de origen renovable para el hidrógeno, lo cual fortalecerá su aceptación comercial en mercados exigentes y alineados con las metas de descarbonización.

1.4.6 Certificadoras de hidrogeno

Con el propósito de garantizar la sostenibilidad, trazabilidad y aceptación internacional del hidrógeno producido, se gestionará la certificación mediante esquemas reconocidos a nivel global, los cuales aseguran el cumplimiento de criterios ambientales, sociales y energéticos. Entre los más relevantes destacan:

Green Hydrogen Standard (GH2): Establecido por la *Green Hydrogen Organisation*, fija lineamientos rigurosos en materia de emisiones de gases de efecto invernadero, gobernanza ambiental y social, y uso exclusivo de electricidad renovable. Este estándar otorga certificados de origen que respaldan la comercialización internacional del hidrógeno y sus derivados.

CertifHy (Unión Europea): Considerado uno de los principales mecanismos de certificación en Europa, permite emitir *Garantías de Origen* para hidrógeno renovable o bajo en carbono, asegurando la trazabilidad y el cumplimiento con la Directiva de Energías Renovables (RED II).

TÜV SÜD: Ofrece la certificación bajo la norma *CMS 70 GreenHydrogen*, que evalúa el origen renovable de la energía utilizada, la reducción de emisiones y la sostenibilidad del proceso de producción.

Bureau Veritas: Ha desarrollado un esquema específico para hidrógeno renovable que incorpora criterios de seguridad operativa, impacto ambiental, gestión eficiente del agua y verificación de la huella de carbono.

ISCC (International Sustainability & Carbon Certification): Reconocido internacionalmente y aceptado por la Unión Europea bajo la RED II, este esquema evalúa la sostenibilidad en toda la cadena de valor, con énfasis en el origen de la energía, la reducción efectiva de emisiones de CO₂ y la trazabilidad mediante balance de masas.

La aplicación de estos estándares y certificaciones garantizará que el hidrógeno cumpla con los requisitos de sostenibilidad exigidos por los mercados internacionales. Con el fin de garantizar la aceptación comercial del hidrógeno en mercados internacionales y asegurar el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad exigidos por la Unión Europea, el proyecto optará por la certificación bajo los esquemas CertifHy e ISCC (International Sustainability & Carbon Certification).

1.4.7 Logística y abastecimiento

Se establecerá un lineamiento logístico interconectado, orientado al abastecimiento de agua y energía renovable para el funcionamiento de la planta de electrolisis (PEM). Las

estaciones de almacenamiento, distribución y transporte serán diseñadas para atender la demanda de hidrógeno en sectores industriales (Deloitte, 2021).

La cadena de suministro estará basada en criterios de eficiencia, trazabilidad y reducción de huella de carbono. Se priorizará el aprovisionamiento local de componentes e insumos siempre que sea posible, promoviendo el desarrollo de proveedores nacionales.

1.4.8 Gestión de riesgos y contingencias

Se ha desarrollado una matriz de riesgos conjunta que contempla las particularidades del proceso. En la planta PEM, se priorizan riesgos vinculados al suministro energético renovable y la disponibilidad hídrica. El proyecto dispondrá de protocolos de seguridad industrial, respuesta ante emergencias y fondos de contingencia.

CAPITULO II

ESTUDIO DE MERCADO DEL HIDROGENO

2.1 Descripción, características y usos del hidrógeno

El hidrógeno constituye un vector energético obtenido mediante el proceso de electrólisis del agua. En este procedimiento, la molécula de H_2O se descompone en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) a través de la aplicación de corriente eléctrica proveniente exclusivamente de fuentes renovables, como la energía solar fotovoltaica. Esta modalidad de producción garantiza que el ciclo de generación del hidrógeno esté libre de emisiones directas de dióxido de carbono.

La utilización de energía solar fotovoltaica en la electrólisis confiere al hidrógeno verde un carácter altamente sostenible, dado que aprovecha la radiación solar para generar electricidad sin emisiones y con una alta eficiencia de conversión. De este modo, el hidrógeno se posiciona como un elemento clave en la descarbonización de la matriz energética, contribuyendo de manera significativa al cumplimiento de los compromisos internacionales de reducción de gases de efecto invernadero.

2.1.1 Características del hidrógeno:

El hidrógeno (H_2) es el elemento químico más simple y ligero, ubicado en el primer lugar de la tabla periódica. Su singularidad atómica y abundancia en el universo lo convierten en un vector energético clave con alto potencial para aplicaciones industriales, energéticas y medioambientales. A continuación, se detallan sus principales características:

- Tiene un alto poder calorífico (141.86 MJ/kg), mayor que cualquier otro combustible.
- Puede ser almacenado y transportado en estado gaseoso o líquido.
- Al combustionar, solo emite vapor de agua, sin CO_2 ni partículas contaminantes.

- Masa atómica: 1.00784 g/mol, la más baja de todos los elementos.
- Es un gas diatómico (H_2) incoloro, inodoro e insípido.
- Amplio rango de inflamabilidad: Entre el 4% y 75% en volumen en mezcla con aire, lo que implica una alta reactividad y riesgo de explosividad si no se maneja adecuadamente.
- Puede ser almacenado y transportado en estado gaseoso (baja densidad, requiere alta presión) o en estado líquido (a $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$), y también mediante sistemas sólidos como hidruros metálicos o materiales adsorbentes.
- Alta conductividad térmica y baja viscosidad, lo que lo hace útil en aplicaciones térmicas e ideal para transferencia de calor.
- Puede producirse a partir de diversas fuentes, tanto fósiles (reformado de gas natural) como renovables (electrólisis del agua usando energía solar), lo cual le otorga una alta versatilidad según la matriz energética disponible.

2.1.2 Propiedades fisicoquímicas del hidrógeno

- Poder calorífico superior (PCS): 141.86 MJ/kg, el más alto entre todos los combustibles conocidos.
- Poder calorífico inferior (PCI): 120 MJ/kg, considerando que el vapor de agua no se condensa.
- Contenido energético volumétrico: 10.8 MJ/m³ a 1 atm y 15 °C, por lo que se requiere compresión (350 bar hasta 700 bar) o licuefacción ($-253\text{ }^{\circ}\text{C}$) para almacenamiento eficiente.
- Densidad energética en estado líquido: Aproximadamente 8.5 MJ/L.
- Conductividad térmica y capacidad calorífica: Elevadas, útiles para intercambiadores de calor y control térmico en pilas de combustible.

- Electronegatividad: 2.20 (escala de Pauling), lo que le permite formar enlaces con metales y no metales.

2.1.3 Usos del hidrógeno:

- Industria: en procesos industriales como el refinado de crudo, la obtención de amoníaco y metanol, y la manufactura del acero.
- Transporte: como combustible en vehículos eléctricos con celda de combustible (FCEV), emplean baterías de menor tamaño que actúan como sistema de respaldo o almacenamiento temporal.
- Generación eléctrica: como almacenamiento de energía renovable (baterías de hidrógeno).
- Sector minero: en maquinaria pesada o procesos de alto consumo energético.

2.2 Estudio de la materia prima: Agua

El agua es la materia prima del proceso de electrólisis, para la producción de hidrógeno. En este proceso, el agua (H_2O) se divide en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) mediante el uso de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, como la energía fotovoltaica. Este método es clave para descarbonizar sectores industriales y energéticos.

El agua ha sido un recurso fundamental para el desarrollo de las civilizaciones a lo largo de la historia. En el caso del Perú, y especialmente en la región sur, el acceso y manejo del agua han sido determinantes para la agricultura, minería e incluso generación eléctrica. El aprovechamiento tecnológico de este recurso para la producción de energía limpia representa una evolución en su uso, adaptada a los desafíos actuales del cambio climático.

2.2.1 Agua de mar

El agua de mar constituye la fuente más abundante del planeta, al concentrar alrededor del 97,5 % del total de los recursos hídricos disponibles en la Tierra. No obstante, actualmente se considera la opción menos viable para la producción de hidrógeno, debido al limitado desarrollo tecnológico y a las dificultades asociadas con sus características fisicoquímicas. A pesar de estas limitaciones, múltiples grupos de investigación trabajan en el desarrollo de catalizadores, membranas y electrolizadores que puedan funcionar directamente con agua marina. En teoría, su utilización resultaría ventajosa al eliminar la necesidad de sistemas de potabilización o desalinización previos; sin embargo, la compleja composición del agua salada plantea importantes desafíos técnicos, especialmente en lo referente a la selectividad catalítica, la corrosión de materiales y la formación de bioincrustaciones en los electrolizadores. (Farràs et al., 2021).

2.2.2 Propiedades del agua de mar

Entre las propiedades más relevantes del agua de mar se encuentran su temperatura y su salinidad. La temperatura puede oscilar aproximadamente entre $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $42\text{ }^{\circ}\text{C}$, dependiendo de factores como la ubicación geográfica, la profundidad y las condiciones estacionales. En cuanto a la salinidad, esta presenta un valor medio cercano al 3,5 % en peso, predominando el cloruro de sodio (NaCl) entre las sales disueltas. No obstante, dicha concentración no es uniforme, ya que la composición iónica varía en función del océano o mar de origen. Además, es importante considerar otras propiedades físicas, como la presión y la densidad, las cuales están estrechamente relacionadas con la profundidad de la columna de agua. (Nicolas Bedoya Olarte, 2021) .

Tabla 1

Concentración promedio de los principales elementos presentes en el agua de mar

Elemento	Concentración (g/l)
Cloro	19
Sodio	11
Magnesio	1.3
Azufre	1
Calcio	0.5
Potasio	0.4

Nota. En esta tabla se dan a conocer los datos de concentración de los elementos con mayor presencia en el agua de mar (Wai Long Ng Cutipa, 2019).

2.2.3 Características del agua de mar

El agua salada presenta un conjunto de propiedades físicas y químicas que resultan determinantes para comprender su naturaleza y las implicaciones de su utilización en la producción de hidrógeno mediante electrólisis. Entre las más relevantes se encuentran:

- Alta tensión superficial, consecuencia de los enlaces de hidrógeno entre moléculas de agua.
- Baja viscosidad, la cual depende directamente de la temperatura, disminuyendo conforme esta aumenta.
- Composición química compleja, que incluye una diversidad de elementos como cloro, carbono, sodio, azufre, calcio, potasio y magnesio, además de una elevada concentración de sales y gases disueltos.
- Salinidad, es una de las propiedades más relevantes al considerar el uso de agua de mar como electrolito, ya que influye directamente en la selección de materiales resistentes a la corrosión. En la Región de Moquegua, la salinidad promedio del agua marina se aproxima a los 36.000 mg/L. Es importante destacar que este parámetro está fuertemente condicionado por la temperatura:

a medida que esta se eleva y se acerca al punto de ebullición, la concentración salina aumenta, pudiendo originar soluciones sobresaturadas.

- pH: representa un parámetro fundamental para determinar el grado de acidez o alcalinidad del agua, en función del equilibrio existente entre los iones hidrógeno (H^+) e hidroxilo (OH^-). El agua de mar presenta un carácter ligeramente alcalino, con valores que oscilan entre 7,5 y 8,4. Sin embargo, este rango puede modificarse dependiendo de la temperatura, ya que un incremento en esta provoca una disminución del pH y, por tanto, un aumento de la acidez.

Con base en estas características y propiedades, resulta pertinente analizar las tecnologías disponibles que podrían permitir la electrólisis directa del agua de mar, considerando tanto sus ventajas como los desafíos técnicos asociados.

2.3 Estudio del insumo: Energía eléctrica renovable

La producción de hidrógeno verde mediante electrólisis, requiere consumo intensivo de energía eléctrica. Para ello, se propone utilizar energía solar fotovoltaica como fuente primaria renovable, aprovechando el alto potencial solar de la región de Moquegua, que alcanza una irradiación promedio de 6,5 kWh/m²/día.

2.3.1 Potencial de generación solar en Moquegua

- Radiación solar: 6,5 kWh/m²/día
- Horas solares pico: 6,0 horas/día
- Eficiencia del sistema fotovoltaico: 18-20%

Para cubrir la demanda energética del proyecto, se requeriría una planta solar fotovoltaica con una capacidad instalada aproximada de 71 589,29 MWh, considerando un rendimiento eficiente y un sistema de almacenamiento de energía con baterías de ion-litio para garantizar una operación continua durante las 24 horas.

2.4 Consumo histórico de combustibles (2017-2024)

Durante el período comprendido entre los años 2017 y 2024, el consumo energético en el Perú ha estado conformado principalmente por seis tipos de combustibles: gas natural, gas licuado de petróleo (GLP), gasolinas, diésel, carbón y petróleo industrial. De estos, el gas natural se ha consolidado como el recurso más utilizado, especialmente en el sector de generación eléctrica, debido a su eficiencia, disponibilidad y menores emisiones en comparación con otros hidrocarburos.

El GLP y las gasolinas han presentado variaciones en sus niveles de consumo, influenciadas principalmente por la demanda del sector transporte, tanto liviano como doméstico, y en menor medida por la industria. El diésel, por su parte, continúa siendo un insumo energético fundamental en los sectores de transporte pesado, generación en zonas no interconectadas y operaciones mineras, mientras que el petróleo industrial mantiene un rol complementario en actividades industriales específicas. El uso de carbón, aunque más limitado, persiste en ciertos procesos térmicos industriales.

Esta evolución refleja la dependencia actual de combustibles fósiles en la matriz energética nacional, así como la necesidad de diversificación hacia fuentes más sostenibles, como el hidrógeno, para asegurar la seguridad energética, reducir emisiones contaminantes y cumplir con los acuerdos internacionales de mitigación del cambio climático.

2.4.1 Consumo de gas natural (2017 – 2024)

En la tabla 2 y figura 1, se muestra el consumo de gas natural durante el periodo 2017–2024, siendo especialmente relevante en sectores como la generación eléctrica, industria y transporte pesado. La evolución de su consumo refleja tanto el crecimiento económico como las políticas energéticas implementadas, así como los efectos coyunturales generados por eventos externos (como la pandemia de COVID-19 en 2020).

Tabla 2*Consumo anual de gas natural (2017–2024)*

Año	Gas natural (mil millones de metros cúbicos)
2017	7,50
2018	8,00
2019	8,20
2020	7,10
2021	8,00
2022	8,16
2023	9,50
2024	8,94

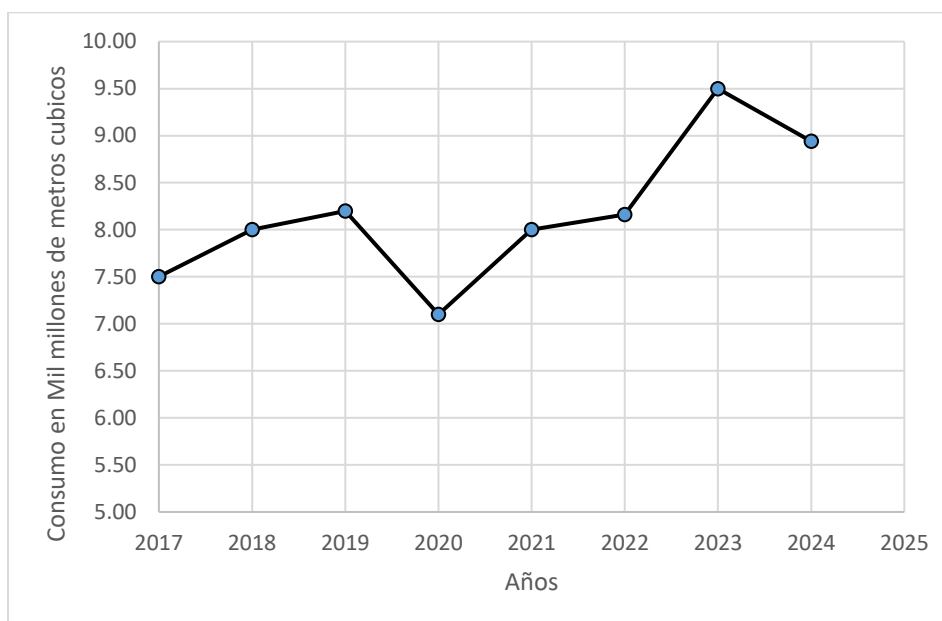
Fuente: (bp Statistical Review of World Energy, 2022).

Nota: La tabla 1 muestra el consumo anual de gas natural, medido en mil millones de metros cúbicos del periodo 2017-2024.

En la Figura 1, se representa gráficamente la evolución del consumo, permitiendo visualizar con mayor claridad las tendencias sectoriales y la variabilidad anual. La curva muestra una tendencia creciente general, a pesar de ciertas caídas temporales. Esta trayectoria ascendente sugiere una mayor dependencia del gas natural dentro de la matriz energética nacional, reflejando tanto el crecimiento de la demanda energética como la consolidación del gas como fuente clave para el sector industrial, transporte y generación eléctrica.

Figura 1

Consumo de gas natural periodo (2017-2024)



2.4.2 Consumo de GLP (2017 – 2024)

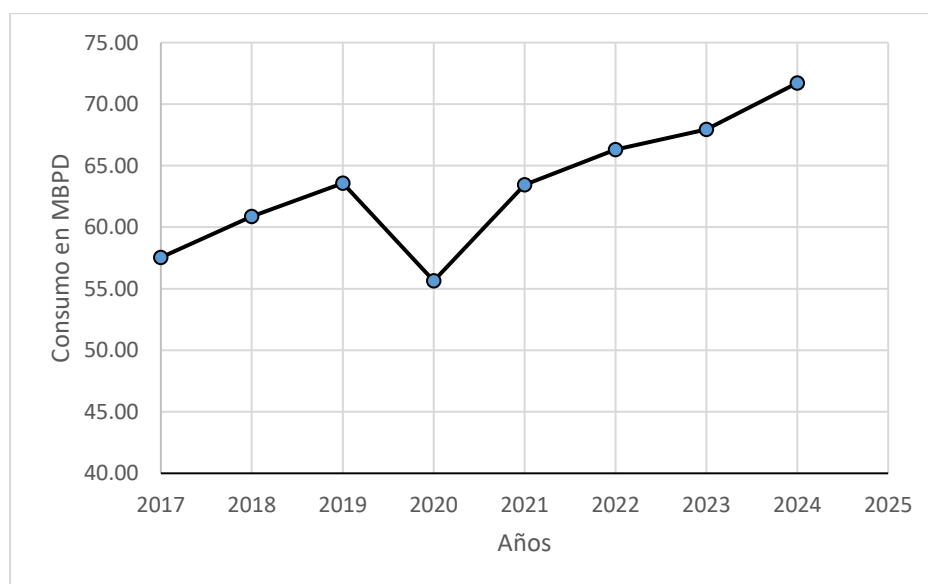
El Gas Licuado de Petróleo (GLP) es una fuente de energía fundamental en el Perú, especialmente en el sector residencial. Actualmente, se estima que ocho de cada diez hogares peruanos utilizan GLP como principal recurso energético, lo que refleja su importancia en la matriz energética del país.

En la tabla 3 y figura 2 se muestra el consumo de GLP durante el periodo 2017–2024, en términos de volumen, el consumo nacional de GLP ha experimentado una tendencia general al alza durante el período 2017 - 2024, alcanzando un promedio de 58,6 mil barriles por día (MBPD). Esta evolución responde tanto al crecimiento poblacional como a una mayor cobertura de distribución y accesibilidad del producto, así como a políticas de masificación del uso de combustibles limpios impulsadas por el Estado.

Tabla 3*Consumo anual de GLP (2017–2024)*

Año	GLP (MBPD)
2017	57,55
2018	60,88
2019	63,57
2020	55,63
2021	63,45
2022	66,30
2023	67,94
2024	71,71

Nota: Gas Licuado de Petróleo. MDPD: Miles de Barriles Por Día. Los datos corresponden al consumo nacional promedio anual de GLP, expresado en MDPD. Adaptado de (OSINERGMIN, 2024b).

Figura 2*Consumo de GLP periodo (2017-2024)*

2.4.3 Consumo de gasolinas

En la tabla 4 y figura 3 se muestra el consumo de gasolinas durante el periodo 2017–2024 este consumo ha experimentado fluctuaciones, influenciado por factores como el crecimiento del parque automotor, la variabilidad en el costo de los combustibles y en las condiciones económicas. A pesar de una reducción en 2020, atribuida principalmente a la disminución de la movilidad por restricciones sanitarias, el consumo se ha recuperado en años posteriores, alcanzando valores superiores a los 53 mil barriles por día (MBPD) en 2024.

Tabla 4

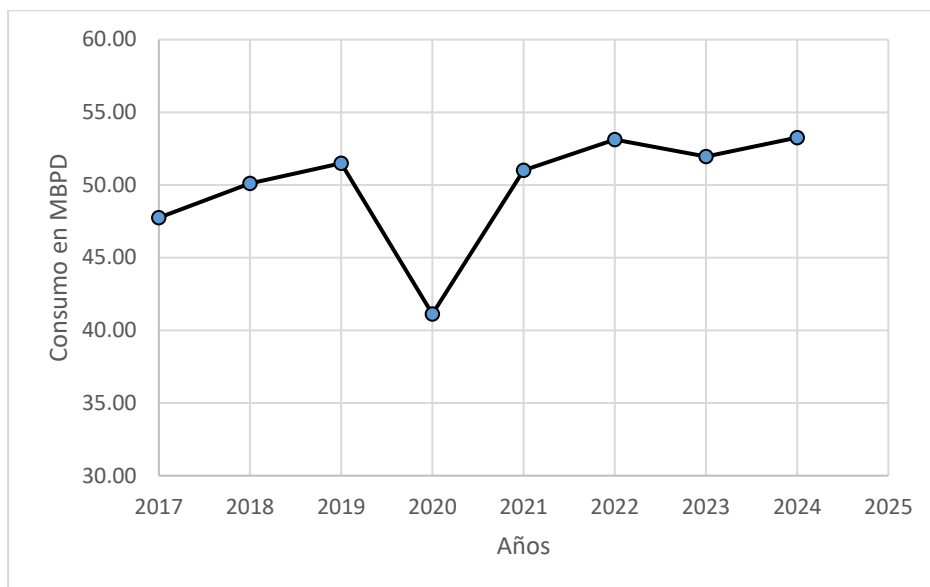
Consumo anual de gasolinas (2017-2024)

Año	GASOLINAS (MBPD)
2017	47,75
2018	50,10
2019	51,49
2020	41,12
2021	51,01
2022	53,12
2023	51,95
2024	53,26

Nota: Gasolinas. MBPD: Miles de Barriles Por Día. Datos obtenidos de (OSINERGMIN, 2024a), reflejando el consumo nacional promedio anual de gasolinas en Perú.

Figura 3

Consumo de gasolinas periodo (2017-2024)



2.4.4 Consumo de carbón

El consumo de carbón antracita en Perú ha seguido una tendencia general a la baja entre 2017 y 2024, con algunas variaciones en los últimos años. Esta evolución responde a factores como la demanda interna, la disponibilidad del recurso y las condiciones del mercado. Según el MINEM, el 92,1% de las exportaciones se realizaron desde el puerto de Salaverry (La Libertad), con Brasil como principal destino. Las diferencias con las cifras globales pueden deberse a metodologías distintas y ajustes en la oferta y demanda (ver tabla 5 y figura 4).

Tabla 5

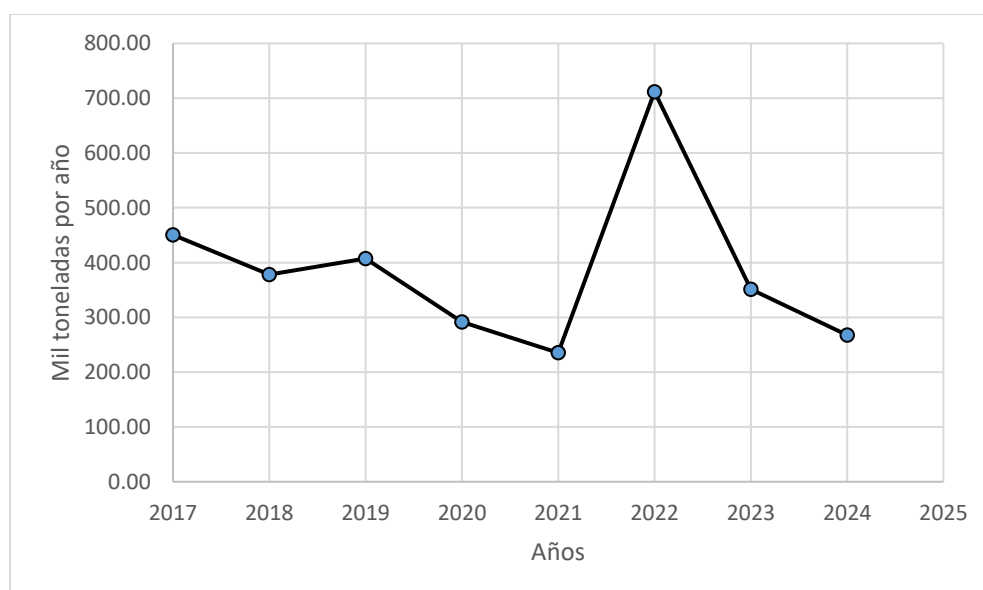
Consumo anual de carbón (2017-2024)

Año	Carbón (mil toneladas por año)
2017	450,50
2018	377,93
2019	407,14
2020	291,93
2021	235,32
2022	711,59
2023	351,35
2024	267,43

Nota: Datos históricos expresados en mil toneladas por año (bp Statistical Review of World Energy, 2022).

Figura 4

Consumo de carbón periodo (2017-2024)



La Figura 4, evidencia una anomalía significativa en el año 2022, en el que el consumo de carbón alcanza 711.6 mil toneladas, representando el pico máximo del periodo analizado

(2017–2024). Este incremento abrupto responde a factores coyunturales confirmados, como el encarecimiento de otras fuentes energéticas, particularmente el gas natural, así como eventuales disrupciones en la cadena de suministro energético nacional.

Sin embargo, en los años siguientes (2023 y 2024), se observa una reversión clara de esta tendencia, con una disminución sostenida del consumo, lo que confirma la retomada de la trayectoria descendente iniciada en años anteriores.

Este comportamiento refleja de forma inequívoca la disminución estructural del uso del carbón en la matriz energética del Perú, en línea con los compromisos de descarbonización progresiva, la adopción de fuentes renovables, y la implementación de políticas públicas orientadas a la transición energética sostenible.

2.4.5 Consumo de diésel

El consumo de diésel en el Perú ha mostrado una tendencia creciente en el período 2017–2024, la tabla 6 y figura 5 muestra una variación positiva del 11% respecto a 2017. Este crecimiento ha estado asociado a factores como la recuperación económica, el aumento del transporte de carga y la reactivación de sectores productivos. En 2024, el consumo alcanzó los 132.4536 mil barriles por día (MBPD), consolidando su rol como uno de los combustibles más demandados en el país.

Tabla 6

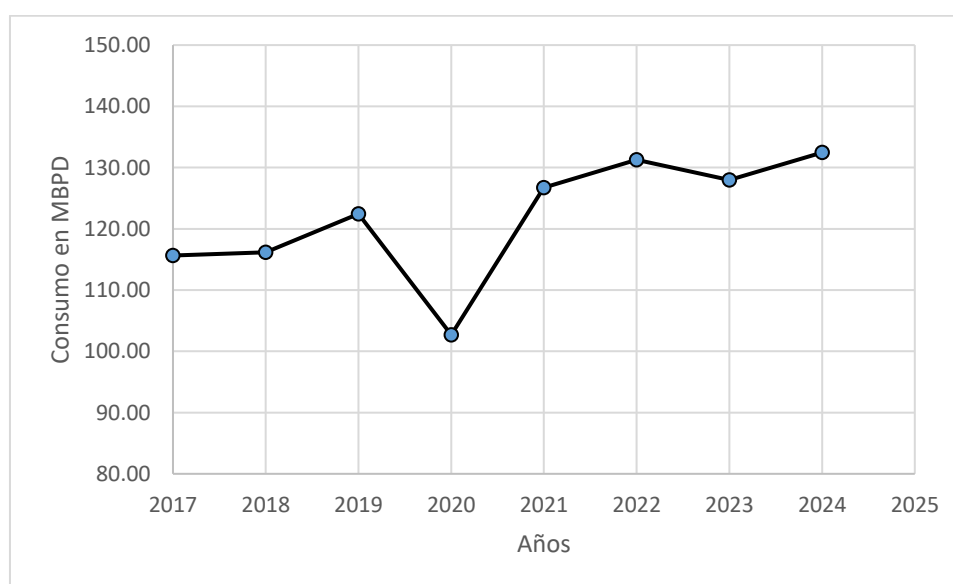
Consumo anual de diésel (2017-2024)

Año	Diésel (MBPD)
2017	115,65
2018	116,14
2019	122,43
2020	102,69
2021	126,69
2022	131,25
2023	127,99
2024	132,45

Nota: MBPD: Miles de Barriles por Día. Los datos corresponden al consumo nacional promedio anual de diésel (OSINERGMIN, 2024).

Figura 5

Consumo de diésel periodo (2017-2024)



La Figura 5, muestra la evolución del consumo anual de diésel en el Perú durante el periodo 2017–2024, expresado en miles de barriles por día (MBPD). Se observa una tendencia creciente general, interrumpida únicamente en 2020, donde el consumo desciende a 102.69 MBPD como consecuencia directa de la contracción económica y las restricciones asociadas a la pandemia por COVID-19.

A partir de 2021, la curva retoma su trayectoria ascendente, alcanzando un máximo histórico en 2024 con 132.45 MBPD, lo que refleja la recuperación económica y el mantenimiento del diésel como principal combustible para el transporte, la minería y otras actividades intensivas en energía.

La figura evidencia que, a pesar de los esfuerzos hacia una matriz energética más limpia, el diésel continúa desempeñando un rol estructural en la demanda energética nacional, planteando retos importantes en términos de sostenibilidad ambiental y dependencia de combustibles fósiles.

2.4.6 Consumo de petróleos industriales

El consumo de petróleos industriales en Perú ha mostrado variaciones durante el periodo 2017–2024 como se muestra en la tabla 7 y figura 6, con una notable caída en 2023. En 2020 se registró una disminución global significativa debido al impacto de la pandemia, y aunque hubo una leve recuperación en años posteriores, el consumo en 2023 se mantuvo por debajo de los niveles anteriores. A pesar de esta reducción, el petróleo continúa ocupando una posición predominante entre los combustibles a escala global, representando el 31,0 % del total de la matriz energética mundial.

Tabla 7

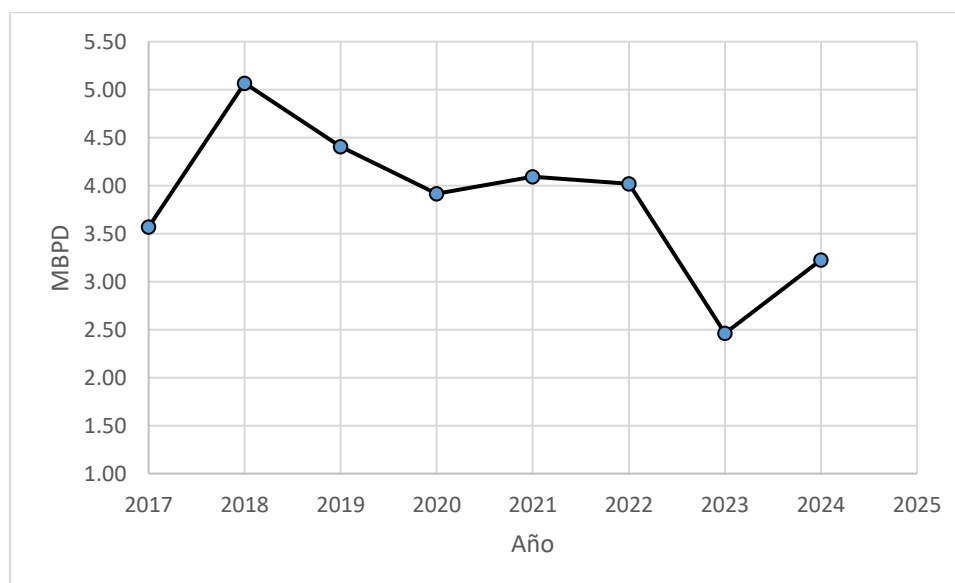
Consumo anual de petróleos industriales (2017-2024)

Año	Petróleos industriales (MBPD)
2017	3,57
2018	5,06
2019	4,40
2020	3,91
2021	4,09
2022	4,02
2023	2,46
2024	3,22

Nota: MBPD: Miles de Barriles por Día. Datos correspondientes al consumo nacional promedio anual de petróleos industriales (OSINERGMIN, 2024a).

Figura 6

Consumo de petróleos industriales periodo (2017-2024)



2.5 Estudio de la demanda energética en el Perú

2.5.1 Proyección de consumo gas natural

La figura 7, presenta la proyección de la demanda de gas natural en Perú para el periodo 2025-2030. Esta estimación se ha realizado mediante un modelo de regresión lineal, basado en los datos históricos observados en la tabla 2. La proyección sugiere una tendencia creciente sostenida en el consumo, en línea con el desarrollo económico y la expansión de sectores que dependen del gas natural como fuente energética.

Tabla 8

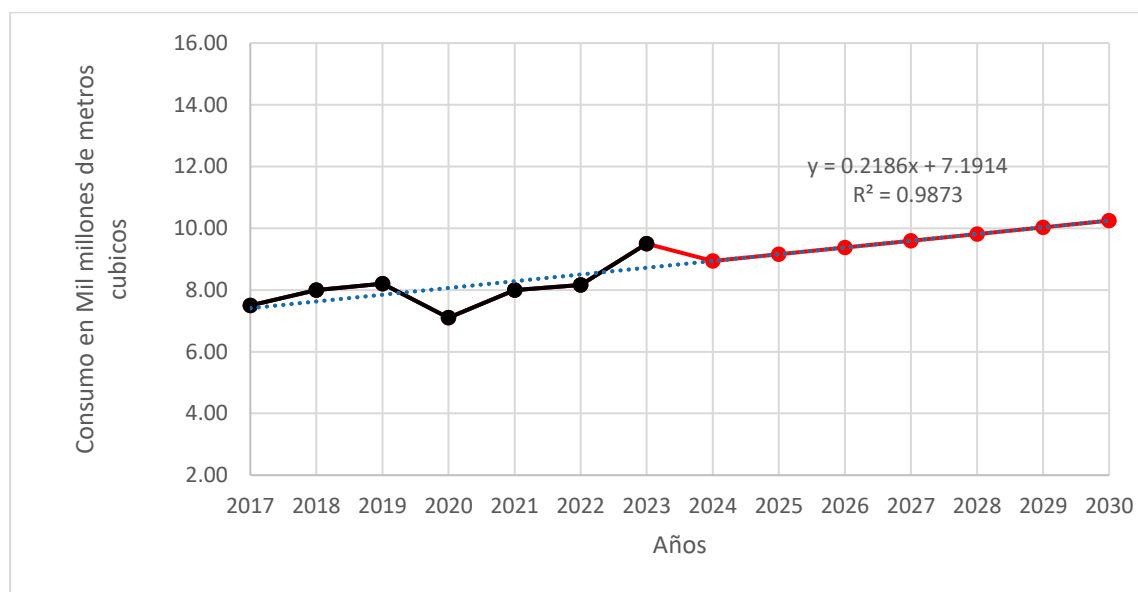
Demanda proyectada del consumo anual de gas natural

Año	Demanda proyectada de gas natural (mil millones de metros cúbicos)	
2024		8,94
2025		9,15
2026		9,37
2027		9,59
2028		9,81
2029		10,03
2030		10,25

Nota: Los volúmenes de consumo de gas natural están expresados en mil millones de metros cúbicos bajo condiciones estándar (STP: 15 °C y 1 atm = 101.325 kPa), de acuerdo con la metodología utilizada en los reportes internacionales de energía (bp Statistical Review of World Energy, 2022).

Figura 7

Demanda de gas natural periodo (2025-2030)



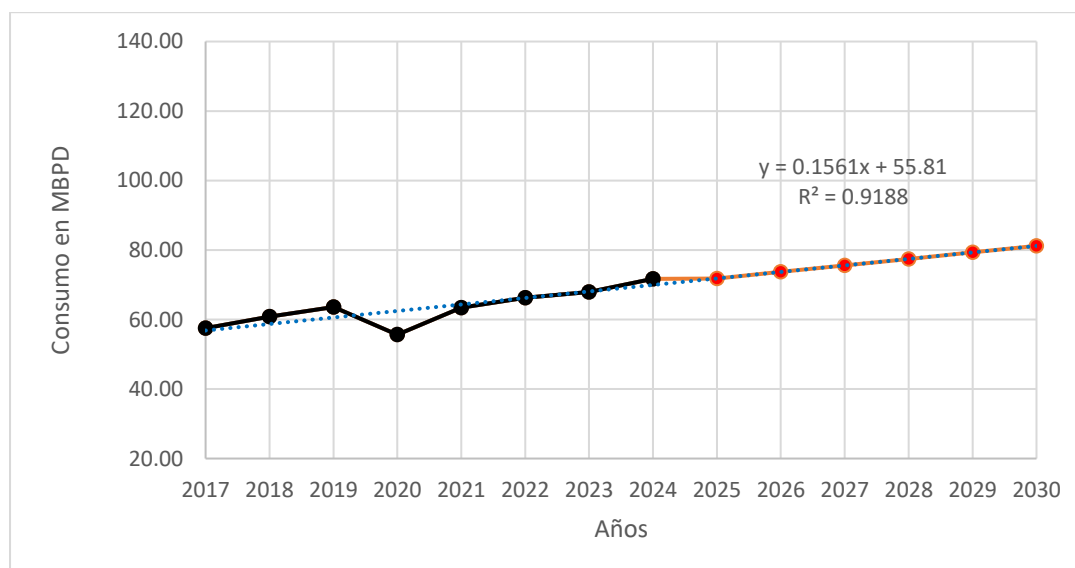
Nota: La proyección presentada en la Figura 7 evidencia una tendencia ascendente en la demanda de gas natural en el Perú para el periodo 2024-2030, basada en un modelo de regresión lineal ajustado a datos históricos del periodo 2017-2024. El coeficiente de determinación $R^2 = 0.9873$ indica que el 98.73 % de la variación en la demanda de gas natural se explica por la tendencia lineal del tiempo. Este comportamiento proyectado responde a un incremento progresivo en el consumo energético, vinculado a la expansión industrial, la diversificación de la matriz energética y la transición hacia fuentes más limpias.

2.5.2 Proyección de consumo de GLP

La figura 8, muestra la proyección de la demanda de Gas Licuado de Petróleo (GLP) en Perú para el periodo 2024-2030. Esta estimación se obtuvo mediante un modelo de regresión lineal basado en los datos históricos de la tabla 3. El comportamiento proyectado refleja una tendencia creciente acorde con el aumento poblacional y el uso extendido del GLP en los sectores residencial, comercial e industrial.

Tabla 9*Demanda proyectada del consumo anual de GLP*

Año	Demanda proyectada del GLP (MBPD)
2024	71,71
2025	71,81
2026	73,68
2027	75,56
2028	77,43
2029	79,30
2030	81,18

Figura 8*Demanda de GLP periodo (2024-2030)*

Nota: La proyección presentada en la Figura 8 evidencia una tendencia creciente en la demanda de Gas Licuado de Petróleo (GLP) en Perú para el periodo 2024-2030, respaldada por un modelo de regresión lineal ajustado a datos históricos de consumo entre 2017 y 2024. El coeficiente de determinación $R^2 = 0.9188$ refleja un alto nivel de ajuste y confiabilidad estadística del modelo empleado, lo que sustenta la validez de la estimación.

Esta tendencia proyectada responde a un mayor impacto del GLP como fuente energética en los sectores residencial, comercial e industrial, así como a la expansión del parque automotor que utiliza este combustible y la consolidación del GLP como recurso estratégico dentro de la matriz energética nacional.

2.5.3 Proyección de consumo de gasolinas

La figura 9, correspondiente a la proyección del consumo de gasolinas para el periodo 2024–2030 ha sido elaborada mediante un modelo de regresión lineal ajustado a los datos históricos disponibles. Esta proyección presenta una tendencia creciente en el consumo, alcanzando aproximadamente los 57.6 mil barriles diarios para el año 2030. El error de estimación asociado al modelo es mínimo, con diferencias inferiores a 0.004 MBDP por año, lo que demuestra un alto nivel de precisión.

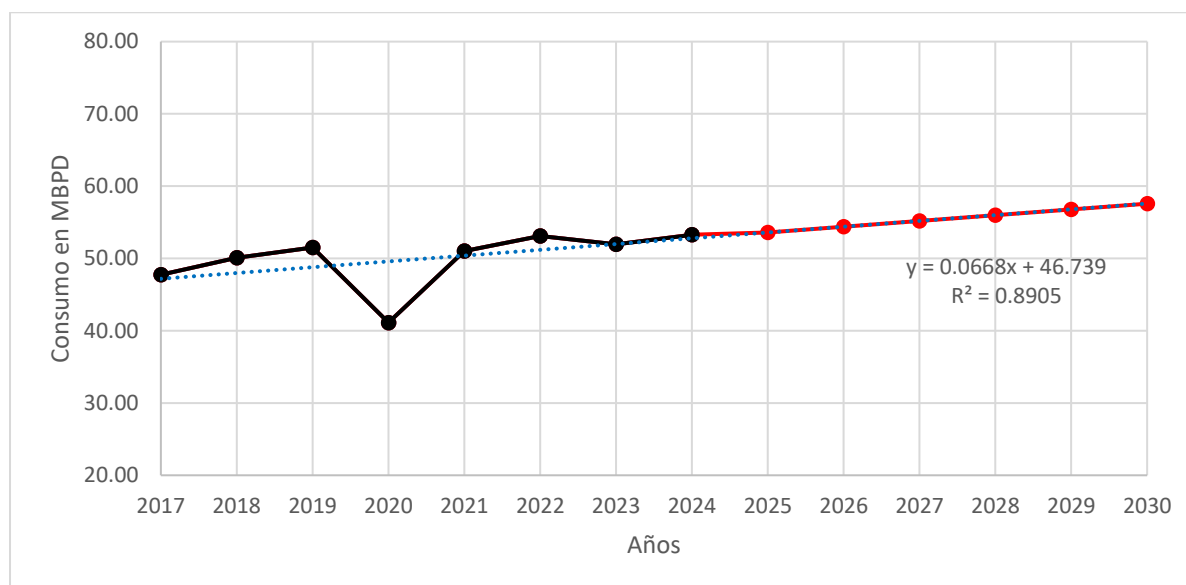
Tabla 10

Demanda proyectada del consumo anual de gasolinas

Año	Demanda proyectada de gasolinas (MBPD)
2024	53,26
2025	53,58
2026	54,38
2027	55,18
2028	55,98
2029	56,79
2030	57,59

Figura 9

Demanda de gasolinas periodo (2024-2030)



Nota: El modelo utilizado evidencia un alto nivel de ajuste estadístico, con un coeficiente de determinación $R^2 = 0.8905$, lo que indica que explica aproximadamente el 89% de la variabilidad observada en los datos históricos. Adicionalmente, el margen de error del modelo es inferior a ± 0.004 MBPD por año, lo que confirma una alta precisión y confiabilidad en la proyección realizada.

Estos resultados sugieren que, de mantenerse las condiciones actuales de crecimiento económico, demanda del parque automotor y patrones de consumo, se prevé un incremento sostenido en el uso de gasolinas.

2.5.4 Proyección de consumo de carbón

La proyección del consumo de carbón para el periodo 2024–2030 evidencia una tendencia decreciente sostenida, partiendo de aproximadamente 253,86 mil toneladas por año en 2025, hasta alcanzar valores cercanos a 195,66 mil toneladas por año hacia el 2030.

Para estimar la tendencia futura del consumo de carbón en el periodo 2024–2030, se aplicó el método del Índice de Crecimiento de la Demanda (I.C.D.), considerando la corrección de valores atípicos que puedan distorsionar la proyección. El año 2022 presentó un consumo

inusualmente elevado debido al proceso de reactivación industrial postpandemia, lo que generó un pico abrupto respecto a la tendencia histórica de la serie. En lugar de eliminar este registro, se optó por aplicar una atenuación de variaciones extremas mediante un promedio ponderado suavizado, reduciendo la influencia del valor extremo y preservando la coherencia estructural de la serie.

En este caso, el valor ajustado para 2022 se calculó según la expresión:

$$\text{Valor ajustado (2022)} = (0.25 * C_{2021}) + (0.5 * C_{2022}) + (0.25 * C_{2023})$$

Donde C_t representa el consumo real del año t. Sustituyendo los valores de 2021, 2022 y 2023, se obtiene un consumo ajustado de 293,34 mil toneladas, el cual reemplaza al dato original de 711,59 mil toneladas en el cálculo de las tasas de crecimiento. Este ajuste permite mantener la forma general de la serie y evita sesgos significativos en las proyecciones derivadas del I.C.D.

Formulación del método índice de crecimiento anual

$$ICD_t = \frac{D_t - D_{t-1}}{D_{t-1}} * 100 \quad \text{Ecuación 1}$$

donde:

- D_t = demanda anual de carbón en el año t (mil toneladas/año)
- ICD_t = índice de crecimiento relativo respecto al año anterior
- D_{t-1} = demanda en el periodo anterior t-1 (mil toneladas/año)

El índice promedio aritmético se:

$$ICD_{prom} = \frac{1}{n} \sum_t ICD_t$$

Ecuación 2

donde:

- ICD_{prom} = índice de crecimiento promedio aritmético
- n = número de periodos considerados
- ICD_t = índice de crecimiento en el periodo t

La proyección de la demanda se realiza de forma iterativa, utilizando el valor promedio calculado:

$$D_t = D_{t-1} \left(1 + \frac{ICD_{prom}}{100} \right)$$

Ecuación 3

- D_t = demanda proyectada en el año t (mil toneladas/año)
- D_{t-1} = demanda en el año t-1 (mil toneladas/año)
- ICD_{prom} = promedio anual del índice de crecimiento

A partir de los registros de 2017 a 2024 se determinó un índice promedio de crecimiento:

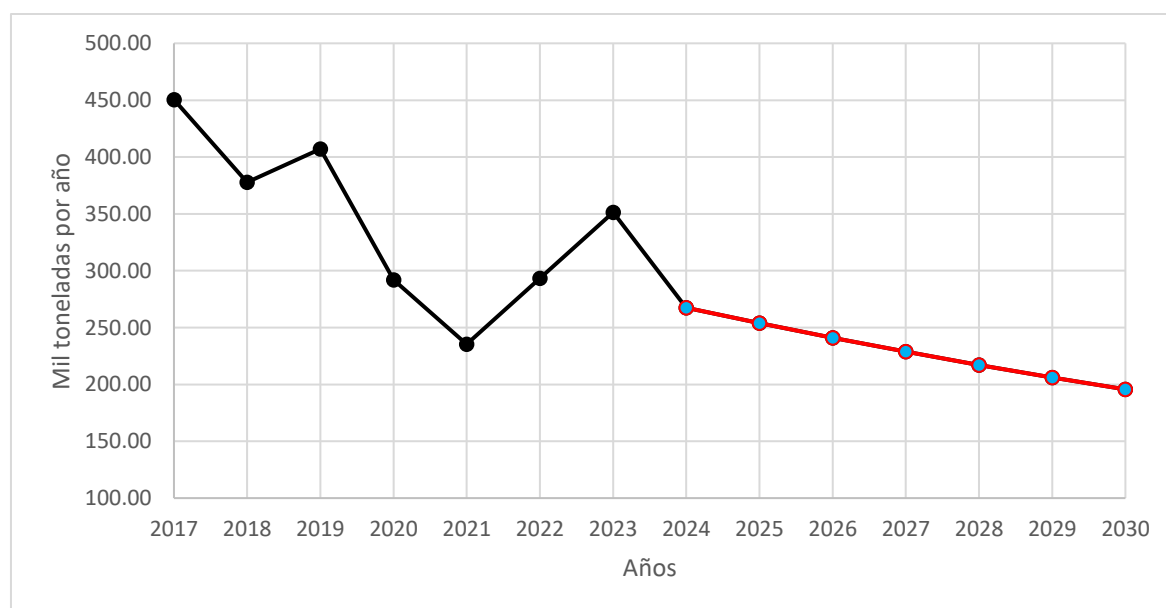
$$ICD_{prom} = \frac{\sum ICD}{n}$$

$$ICD_{prom} = \frac{-16,11 + 7,73 - 28,30 - 19,39 + 24,65 + 19,78 - 23,89}{7}$$

$$ICD_{prom} = - 5.07$$

Tabla 11*Demanda proyectada del consumo anual de carbón*

Año	Demanda proyectada de carbón (mil toneladas por año)	ICD (%)
2017	450,51	-
2018	377,93	-16,11
2019	407,14	7,73
2020	291,93	-28,30
2021	235,32	-19,39
2022	293,34	24,65
2023	351,35	19,78
2024	267,43	-23,89
2025	253,86	
2026	240,98	
2027	228,75	
2028	217,14	
2029	206,12	
2030	195,66	

Figura 10*Demanda de carbón periodo (2024-2030)*

Nota: La Figura 10, muestra la proyección del consumo de carbón en el Perú para el periodo 2024–2030, obtenida mediante el método de índice de crecimiento de la demanda ajustado a la serie histórica de consumo presentada en la Tabla 4

La estimación proyecta una tendencia decreciente sostenida, con un consumo aproximado de 267,43 mil toneladas por año en 2024, que descendería gradualmente hasta alrededor de 195,66 mil toneladas por año en 2030.

Los resultados son coherentes con las proyecciones de transición energética y con las políticas nacionales e internacionales de reducción progresiva de combustibles fósiles. De mantenerse las condiciones regulatorias y de mercado actuales, la tendencia proyectada contribuiría al cumplimiento de los compromisos climáticos y a la consolidación de una matriz energética menos intensiva en carbono.

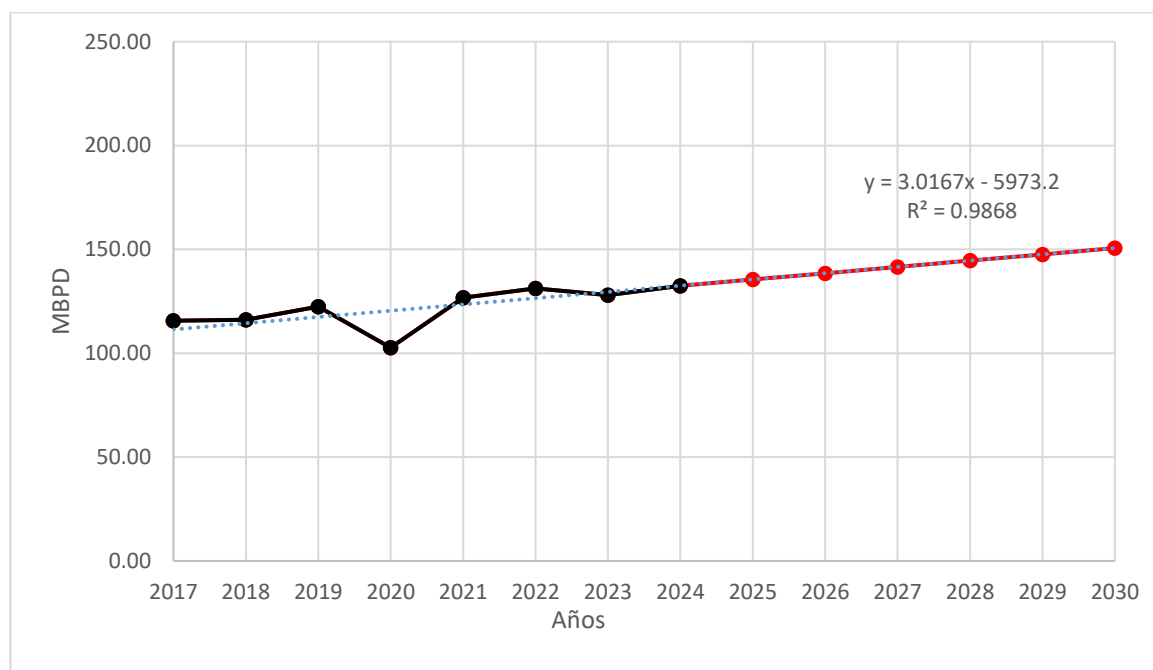
2.5.5 Proyección de Consumo de diésel

La proyección del consumo de diésel en el periodo 2024–2030 muestra una tendencia creciente sostenida, iniciando con un valor de 135.5 mil barriles por día (MBPD) en el año 2025 y alcanzando los 150.6 MBPD en 2030. El modelo de regresión aplicado presenta una alta precisión, evidenciada por errores muy bajos, del orden de milésimas, comenzando en - 0.0003 y aumentando gradualmente hasta 0.0078 MBPD.

Este comportamiento ascendente puede estar asociado a la persistente demanda del diésel en sectores clave como el transporte de carga y la industria, donde aún no se han implementado sustitutos energéticos de forma masiva. No obstante, esta tendencia también puede señalar la necesidad de políticas más agresivas de transición energética para reducir la dependencia de este combustible fósil.

Tabla 12*Demanda proyectada del consumo anual de diésel*

AÑO	Demanda proyectada del diésel (MBPD)
2024	132,45
2025	135,51
2026	138,53
2027	141,55
2028	144,57
2029	147,59
2030	150,61

Figura 11*Demanda de diésel periodo (2024-2030)*

Nota: La proyección de la demanda de diésel para el periodo 2024–2030, elaborada mediante un modelo de regresión lineal a partir de datos históricos de la tabla 6, presenta una pendiente de 3,0167 MBPD/año y un coeficiente de determinación $R^2 = 0,9868$, lo que refleja un elevado grado de ajuste y precisión estadística. La tendencia estimada evidencia un incremento

progresivo en el consumo, vinculado principalmente al crecimiento de los sectores transporte, industrial y de generación eléctrica que dependen de este combustible. Este escenario proyectado demanda la planificación de estrategias de abastecimiento, logística y optimización de la infraestructura para garantizar la continuidad del suministro.

2.5.6 Proyección de consumo de petróleos industriales

La proyección del consumo para el periodo 2024–2030 evidencia una tendencia decreciente sostenida, partiendo de aproximadamente 3,23 MBPD en 2024 y descendiendo gradualmente hasta valores cercanos a 3,29 MBPD hacia el 2030. Esta proyección fue desarrollada mediante el método de índice de crecimiento de la demanda ajustado a los datos históricos disponibles.

Para estimar la tendencia futura del consumo de petróleos industriales en el periodo 2024–2030, se aplicó el método del Índice de Crecimiento de la Demanda (I.C.D.), considerando los registros de la serie histórica desde 2017 hasta 2024. Este método se fundamenta en el análisis de tasas de crecimiento interanuales y es ampliamente utilizado en estudios energéticos para proyectar series de demanda con variaciones atípicas.

Formulación del método índice de crecimiento anual

$$ICD_t = \frac{D_t - D_{t-1}}{D_{t-1}} * 100 \quad \text{Ecuación 4}$$

donde:

- D_t = demanda anual de petróleos industriales en el año t (MBPD)
- ICD_t = índice de crecimiento relativo respecto al año anterior
- D_{t-1} = demanda en el periodo anterior t-1 (MBPD)

El índice promedio aritmético se:

$$ICD_{prom} = \frac{1}{n} \sum_t ICD_t$$

Ecuación 5

donde:

- ICD_{prom} = índice de crecimiento promedio aritmético
- n = número de periodos considerados
- ICD_t = índice de crecimiento en el periodo t

La proyección de la demanda se realiza de forma iterativa, utilizando el valor promedio calculado:

$$D_t = D_{t-1} \left(1 + \frac{ICD_{prom}}{100} \right)$$

Ecuación 6

- D_t = demanda proyectada en el año t (MBPD)
- D_{t-1} = demanda en el año t-1 (MBPD)
- ICD_{prom} = promedio anual del índice de crecimiento

A partir de los registros de 2017 a 2024 se determinó un índice promedio de crecimiento:

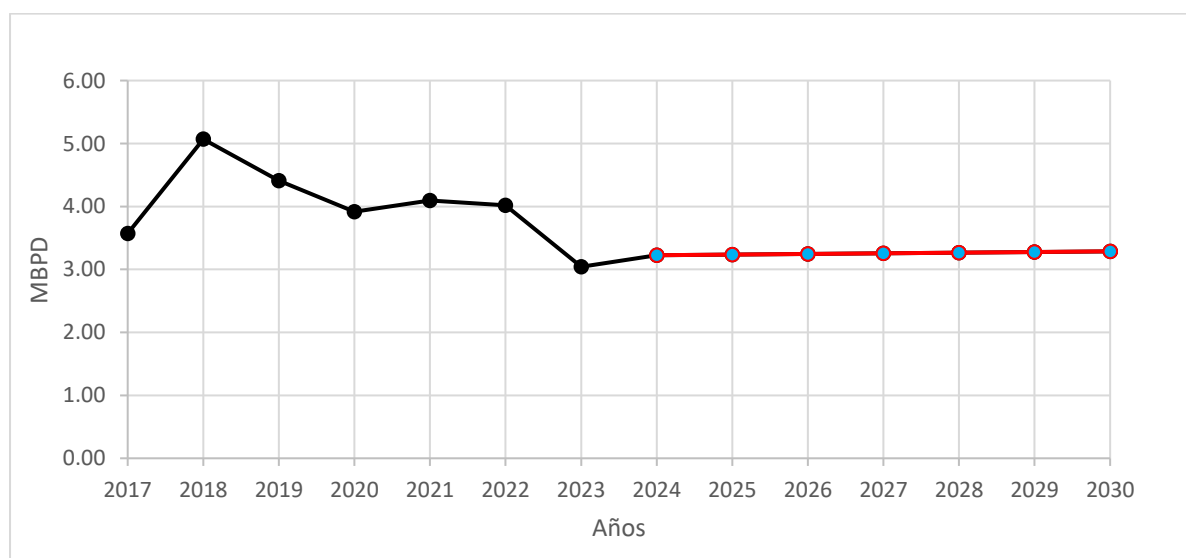
$$ICD_{prom} = \frac{\sum ICD}{n}$$

$$ICD_{prom} = \frac{41,97 - 13,04 - 11,12 + 4,51 - 1,79 - 24,33 + 6,03}{7}$$

$$ICD_{prom} = 0.31$$

Tabla 13*Demanda proyectada del consumo anual de petróleos industriales*

AÑO	Demanda proyectada de petróleos industriales (MBPD)	ICD (%)
2017	3,57	-
2018	5,07	41,97
2019	4,41	-13,04
2020	3,92	-11,12
2021	4,09	4,51
2022	4,02	-1,79
2023	3,04	-24,33
2024	3,23	6,03
2025	3,24	
2026	3,25	
2027	3,26	
2028	3,27	
2029	3,28	
2030	3,29	

Figura 12*Demanda de petróleos industriales periodo (2024-2030)*

Nota: La proyección de la demanda de petróleos industriales para el periodo 2024–2030, obtenida mediante el método del Índice de Crecimiento de la Demanda (I.C.D.) con datos

históricos de la tabla 7, la tendencia descendente estimada refleja una reducción sostenida en el consumo, atribuible a la sustitución por combustibles más limpios, mejoras en la eficiencia energética industrial y posibles cambios regulatorios. Este escenario sugiere una progresiva disminución en la participación de estos combustibles en la matriz energética, lo que demandará ajustes en la planificación de producción, almacenamiento y comercialización.

2.6 Mercado potencial para el proyecto

2.6.1 Perspectiva del volumen hidrógeno necesario al 2030

En el contexto de la transición energética y los compromisos internacionales de reducción de emisiones, como el Acuerdo de París (CMNUCC, 2015), el hidrógeno se perfila como un vector energético clave para la descarbonización de las principales actividades económicas. Este tratado, adoptado mediante la Decisión 1/CP.21 durante la COP21, insta a los países a promover el desarrollo y la transferencia de tecnologías bajas en carbono, así como a fomentar sistemas energéticos sostenibles. En línea con estos compromisos, hacia el año 2030 se proyecta al hidrógeno verde producido por electrólisis del agua utilizando electricidad proveniente de fuentes renovables como una alternativa tecnológicamente viable para una producción energética limpia y sostenible.

Para el año 2030, se proyecta que el hidrógeno será uno de los principales pilares de una matriz energética sostenible, al permitir una producción libre de emisiones. Esto facilitará el cumplimiento de los compromisos climáticos y contribuirá significativamente a la descarbonización de sectores intensivos en energía como el transporte, la industria y la generación eléctrica.

La tabla 14, muestra la demanda proyectada de los principales combustibles para el año 2030, estimada mediante un análisis de regresión lineal del consumo histórico registrado en el periodo 2017 al 2024.

Tabla 14*Demanda de combustibles para el año 2030*

Tipo de combustible	Año	Masa de H₂ (kg por año)
Gas Natural	2030	2 953 395 894
GLP	2030	1 187 564 513
Gasolinas	2030	827 896 446
Diésel	2030	2 786 830 731
Carbón	2030	73 396 142
Petróleos Industriales	2030	1 233 509
TOTAL		7 830 317 235

Tomando como base las proyecciones de la demanda energética nacional y aplicando factores de regresión lineal sobre los patrones de consumo actuales y su proyección hacia un modelo energético más sostenible, se ha estimado la masa de hidrógeno necesario para sustituir el uso de diversos combustibles fósiles para el año 2030.

La tabla 15 resume la estimación de masa de hidrógeno que se proyecta producir para el proceso de producción para el año 2030. El cálculo se realizó a partir de la suma de las demandas estimadas de cada tipo de combustible para dicho año. Adicionalmente, se considera que el proyecto sustituirá el 30 % del total de la demanda proyectada. Esta proporción fue asumida como referencia en función con los compromisos asumidos por el (CMNUCC), específicamente en el marco del Acuerdo de París, adoptado durante la COP21 mediante la Decisión 1/CP.21, el cual establece como objetivo reducir las emisiones nacionales en al menos un 30 % al 2030 mediante tecnologías limpias y sostenibles

Tabla 15*Estimación de la masa de hidrógeno por proceso de producción (kg/año)*

Proceso	Masa total de H₂ proyectado al 2030 (kg/año)	Masa de H₂ a producir al 2030 (kg/año)
Electrólisis PEM	7 830 317 235	2 349 095 171

Nota: La tabla 15 presenta la masa estimada de hidrógeno (H₂) a producir al año 2030, equivalente al 30% de la sustitución del uso de combustibles fósiles en los sectores priorizados como parte de la transición energética nacional.

2.7 Estudio de precios

2.7.1 Precio de las materias primas para el proceso de electrolisis

Los costos de las materias primas para la producción de hidrógeno tipo PEM, requiere agua y energía renovable, con precios estimados entre 0.00063 USD por metro cúbico (USD/m³) para el agua, y entre 0,05 y 0,06 USD por kilovatio-hora (USD/kWh) para la electricidad, dependiendo de las condiciones del suministro energético.

En el caso del agua de mar, la Autoridad Nacional del Agua (ANA) establece una retribución económica diferenciada para su aprovechamiento en actividades productivas. De acuerdo con el Decreto Supremo N.º 015-2024-MIDAGRI, publicado en el Diario Oficial El Peruano, el valor de la retribución económica por el uso de agua de mar en el año 2024 se fijó en 0.00063 USD por metro cúbico ((MIDAGRI), 2024). Este costo resulta significativamente menor al establecido para fuentes de agua superficial como ríos o lagos, lo que convierte al recurso marino en una alternativa atractiva para proyectos que demandan grandes volúmenes de agua, como es el caso de la producción de hidrógeno mediante electrolisis.

Tabla 16

Precio referencial de la materia prima para la producción de hidrógeno

Proceso	Materia prima	Unidad	Oferta (\$)
PEM	Agua	m ³	0,00063

Fuente: ((MIDAGRI), 2024).

Tabla 17

Precio referencial de la energía eléctrica renovable para la producción de hidrógeno

Proceso	Insumo	Unidad	Oferta baja (\$)	Oferta alta (\$)
PEM	Electricidad	kWh	0,06	0,08

Fuente: (Arredondo & Ramos, 2020)

Nota: Se utilizará el promedio aritmético de precio de oferta baja y oferta alta para la electricidad y el agua.

2.8 Estudio de canales de comercialización del hidrogeno

Los canales de comercialización estarán enfocados en mercados industriales específicos con alta demanda energética y potencial de descarbonización. Entre ellos destacan el sector minero, cementero y transporte de carga pesada. La distribución se realizará mediante transporte terrestre de hidrógeno comprimido en cilindros (Rack) y en tanques de almacenamiento, partiendo directamente desde la planta productora hacia los centros industriales de consumo. Este canal directo permite validar la tecnología, establecer relaciones comerciales y generar ingresos iniciales con menor infraestructura.

CAPITULO III

ESTUDIO TECNICO DEL PROYECTO DE HIDROGENO

3.1 Localización del proyecto de hidrogeno

3.1.1 Factores de localización

Se considera los siguientes factores de localización para el proceso de Electrolisis PEM:

- Disponibilidad del agua de mar
- Costo beneficio de energía eléctrica
- Zonas industriales (consumidores potenciales)
- Infraestructura eléctrica y agua
- Conectividad y transporte (puertos, carreteras, puentes, etc.)
- Topografía
- Regulaciones y permisos ambientales

3.1.2 Análisis de factores de macro localización

Con el objetivo de determinar la ubicación más adecuada para la instalación de la planta de hidrógeno (PEM) proyectada para el año 2030, se consideraron tres alternativas regionales de localización:

- Alternativa 1: Región de Ica
- Alternativa 2: Región de Arequipa
- Alternativa 3: Región de Moquegua

El análisis de estas alternativas se llevó a cabo utilizando el método de ranking de factores, una herramienta cualitativa que permite comparar distintas ubicaciones en función de variables que, por su naturaleza, no son fácilmente cuantificables. Este enfoque permite asignar pesos relativos a factores clave y calificar el desempeño de cada región respecto a dichos factores, facilitando así una evaluación estructurada y objetiva (Chacaltana & Damián, 2018).

3.1.2.1 Disponibilidad de agua

El agua es un insumo fundamental para una planta PEM, debido al alto volumen requerido en el proceso de electrólisis. En este caso, la fuente principal será el agua de mar, lo que representa una ventaja estratégica, ya que las regiones evaluadas (Moquegua, Ica y Arequipa) cuentan con acceso directo o cercano al litoral peruano. Moquegua presenta una ubicación privilegiada frente al océano Pacífico, lo que facilita la captación de agua marina. Aunque Ica y Arequipa también disponen de costa, la mayor proximidad y facilidad de acceso de Moquegua a fuentes marinas convierte a esta región en la alternativa más favorable para garantizar el abastecimiento continuo y sostenible de agua, previa desalinización y tratamiento para su uso en la electrólisis (ANA, 2022).

3.1.2.2 Energía renovable (Solar fotovoltaica)

Las regiones evaluadas cuentan con un alto potencial para el aprovechamiento de la energía solar, siendo esta una fuente estratégica para abastecer una planta de electrólisis tipo PEM, que requiere una elevada demanda energética continua. Moquegua, Ica y Arequipa presentan altos niveles de radiación solar, sin embargo, Moquegua se destaca por tener uno de los índices más altos de irradiación global horizontal del país, lo que la convierte en una ubicación particularmente favorable para la instalación de sistemas fotovoltaicos a gran escala.

3.1.2.3 Cercanía a zonas industriales

Arequipa presenta un entorno industrial consolidado, sin embargo, Moquegua cuenta con proyectos mineros e industriales emergentes que demandarán hidrógeno como insumo. Ica, por su parte, tiene principales potenciales consumidores de Minería y procesamiento Agroindustrial Gas Natural e industria textil. Por lo tanto, Ica destaca ligeramente en este factor.

3.1.2.4 Vías de transporte

Moquegua se encuentra conectada mediante la carretera Panamericana Sur y cuenta con una menor congestión vehicular. Además, su cercanía al puerto de Ilo le da una ventaja logística importante frente a Arequipa e Ica, especialmente en la exportación o transporte marítimo de hidrógeno comprimido o en derivados.

3.1.2.5 Precio del terreno

Los precios del suelo industrial en Moquegua y en algunas zonas de Ica son más accesibles que en Arequipa, donde los terrenos industriales tienen mayor costo por la demanda urbana.

3.1.2.6 Mano de obra

Ica y Arequipa cuentan con mayor disponibilidad de mano de obra calificada, sin embargo, Moquegua compensa este factor mediante programas de capacitación minera e industrial desarrollados en coordinación con el sector privado.

3.1.2.7 Clima

Las tres regiones presentan climas mayormente secos, favorables para la instalación de infraestructura industrial. Moquegua tiene una menor variabilidad térmica anual, lo cual favorece condiciones estables para operación de equipos de electrólisis.

3.1.3 Evaluación por el método de ranking de factores

Este método se basa en la identificación y selección de los factores clave que influyen en la localización del proyecto. A cada factor se le asigna un peso relativo que refleja su importancia en el proceso decisorio, asegurando que la suma total de los pesos sea igual a uno.

La asignación de estos pesos depende en gran medida del criterio técnico y la experiencia del evaluador, lo cual permite adaptar el análisis a las características específicas del proyecto (Chacaltana & Damián, 2018).

3.1.3.1 Escala de calificación

La tabla 18 muestra la escala de calificación utilizada en la evaluación de alternativas. En la tabla 19 se presenta la calificación asignada a la planta de electrólisis tipo PEM. Finalmente, la tabla 20 detalla la ponderación de los criterios considerados para la selección de la macro localización.

Tabla 18

Escala de Calificación

Escalas de Calificación	
Muy Bueno	8-10
Bueno	5-7
Regular	3-4
Malo	1-2

La tabla 19 muestra la calificación de alternativas para la ubicación de la planta de producción de hidrógeno mediante tecnología PEM, en función de diversos criterios relevantes para su implementación.

En la matriz, se utilizó un sistema binario de evaluación, donde:

- “1” indica que la alternativa cumple o presenta condiciones favorables respecto al criterio evaluado.

- “0” indica que no cumple o presenta condiciones poco favorables respecto al criterio.

Tabla 19

Calificación de Alternativas para la Planta PEM

	Disponibilidad de Agua	Costo beneficio de energía renovable	Zonas industriales (Consumidores potenciales)	Infraestructura eléctrica renovable y agua	Conectividad y transporte (puertos, carreteras, puentes, etc.)	Topografía	Regulaciones y permisos ambientales	Conteo	Ponderación
Disponibilidad de Agua		1	1	1	1	1	1	6	21%
Costo beneficio de energía renovable	0		0	1	1	1	1	4	15%
Zonas industriales (Consumidores potenciales)	0	1		0	1	1	1	4	15%
Infraestructura eléctrica renovable y agua	0	1	1		1	1	0	4	15%
Conectividad y transporte (puertos, carreteras, puentes, etc.)	0	1	0	1		1	1	4	15%
Topografía	0	1	0	0	0		0	1	4%
Regulaciones y permisos ambientales	0	1	1	1	0	1		4	15%
								27	100%

La tabla 20 muestra la ponderación de factores clave para la selección de la macro localización de una planta de producción de hidrógeno, evaluando las zonas de Ica, Arequipa y Moquegua. Se consideraron siete criterios técnicos y logísticos, como disponibilidad de agua, costo-beneficio de energía eléctrica, infraestructura, conectividad, topografía y regulación ambiental, cada uno con un peso específico. Las calificaciones asignadas (de 1 a 10) fueron multiplicadas por sus respectivos pesos para obtener un puntaje ponderado.

Tabla 20*Ponderación para la macro localización*

Factores	Peso	Zona	Ica	Zona	Arequipa	Zona	Moquegua
		Calificación	Ponderación	Calificación	Ponderación	Calificación	Ponderación
Disponibilidad de Agua	0.21	6.00	1.24	6.00	1.24	9.00	1.86
Costo beneficio de energía renovable	0.15	7.00	1.05	8.00	1.20	8.00	1.20
Zonas industriales (Consumidores potenciales)	0.15	7.00	1.05	8.00	1.20	8.00	1.20
Infraestructura eléctrica renovable y agua	0.15	9.00	1.35	6.00	0.90	7.00	1.05
Conectividad y transporte (puertos, carreteras, puentes, etc.)	0.15	8.00	1.20	8.00	1.20	6.00	0.90
Topografía	0.04	8.00	0.32	8.00	0.32	8.00	0.32
Regulaciones y permisos ambientales	0.15	7.00	1.05	7.00	1.05	7.00	1.05
Total	1		7.26		7.11		7.58

3.1.3.2 Análisis de factores de micro localización

Para el análisis de los factores de micro localización se considera el análisis de ponderación de la tabla 20, la zona de Moquegua, se considera una alternativa técnicamente viable para la ubicación de la Planta PEM al 2030. En particular, la zona industrial de Ilo destaca por su alta disponibilidad de agua de mar (calificación 9.00), acceso a infraestructura energética (electricidad renovable y agua), y conectividad portuaria estratégica, factores críticos para el proceso de electrólisis y la distribución del hidrógeno. Estas condiciones hacen que Ilo reúna los requerimientos técnicos necesarios para la instalación y operación eficiente de una planta de producción de hidrógeno a escala industrial.

3.2 Tamaño del proyecto

El tamaño del proyecto está determinado por la capacidad instalada de producción de hidrógeno que se requiere para sustituir progresivamente un 30 % del consumo actual de

combustibles fósiles en los sectores priorizados (como transporte, industria y generación eléctrica). Este nivel de sustitución se ha establecido como un escenario técnicamente viable y alineado con los compromisos de descarbonización a mediano plazo.

3.2.1 Relación tamaño – materia prima

El dimensionamiento de la planta de electrólisis en Moquegua está directamente vinculado con la disponibilidad del recurso hídrico requerido para la producción de hidrógeno. En este caso, la materia prima será el agua de mar, lo que elimina la dependencia de caudales fluviales y asegura una fuente prácticamente ilimitada de suministro. La proximidad de Moquegua al litoral facilita la captación de agua marina, la cual será sometida a procesos de desalinización y purificación antes de su ingreso a los electrolizadores. Esta condición garantiza la viabilidad de abastecimiento continuo para el volumen proyectado de producción de hidrógeno, otorgando sostenibilidad al proyecto sin comprometer los recursos de agua dulce de la región (ANA, 2022).

3.2.2 Relación tamaño – fuente de energía renovable

La capacidad de producción de la planta de electrólisis está directamente condicionada por la disponibilidad de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables. En el caso de Moquegua, la región dispone de una de las más altas tasas de irradiación solar del país, lo que ha favorecido la instalación de centrales fotovoltaicas de gran escala. Entre las principales se encuentran la Central Fotovoltaica Rubí, con una capacidad instalada de 144,48 MWp, y la Central Fotovoltaica Clemesi, con 115 MWp, que en conjunto suman 259,48 MWp de potencia nominal instalada. (Enel Green Power, 2023).

3.2.3 Relación tamaño – tecnología

La tecnología para la producción de hidrógeno (electrólisis), está disponible a nivel internacional. Para el proyecto se espera una producción de 2 349 095 171 kg/año de hidrógeno

al 2030 mediante electrolisis PEM, lo que permite escalar el proyecto según la disponibilidad financiera y la evolución del mercado.

3.2.4 Relación tamaño – inversión – financiamiento

El tamaño de la planta estará directamente condicionado por la inversión disponible. Se estima que el costo promedio de producción de hidrógeno ronda entre US\$ 2 a 6 por kg, dependiendo de escala y ubicación. Para este proyecto, se prevé un financiamiento de inversión privada, tal como se detalla en el capítulo de inversión.

3.2.5 Tamaño óptimo de la planta

El dimensionamiento óptimo de una planta de electrólisis se establece en función de la demanda, los recursos disponibles (agua y energía renovable) y las condiciones técnicas y económicas de operación. Para el proyecto, el tamaño de la planta se ha definido a partir del volumen de producción de hidrogeno requerido para sustituir el 30 % de la demanda total de combustibles fósiles en los sectores priorizados al año 2030.

La tabla 21 muestra la masa total de hidrógeno proyectado y la fracción que se pretende cubrir mediante tecnología de electrólisis tipo PEM.

Tabla 21

Masa de hidrógeno necesario para sustituir combustibles en el Perú al año 2030

Proceso	Masa total de H ₂ proyectado al 2030 (kg/año)	Masa de H ₂ a producir para sustituir el 30 % de la demanda total al 2030 (kg/año)
Electrólisis PEM	7 830 317 235	2 349 095 171

Nota: Este total representa la demanda energética que podría ser cubierta mediante producción de hidrógeno limpio al año 2030. Esta cifra guía el diseño preliminar de capacidad de planta de electrolisis PEM.

El tamaño óptimo de la planta se define como aquel que permite atender satisfactoriamente la demanda inicial, minimizando costos y maximizando rentabilidad. Para este proyecto, se considera iniciar operaciones con una planta capaz de producir el 100% del total estimado como se muestra en la tabla 22.

Tabla 22

Capacidad optima inicial de producción de hidrógeno

Parámetro	PEM 2030
Tamaño óptimo inicial (kg/año)	2 349 095 171
Días de operación al año (días)	365

Nota: Este tamaño inicial permite validar el modelo de negocio y escalar la operación conforme crezca la demanda de hidrógeno.

3.3 Ingeniería del proyecto

3.3.1 Selección del proceso productivo planta de electrolisis

En el marco del diseño del proceso productivo para la generación de hidrógeno, se han evaluado las tres principales tecnologías de electrólisis disponibles en la actualidad como se muestra en la tabla 23: electrólisis alcalina (AEL), electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM) y electrólisis de óxido sólido (SOE). La elección de la tecnología óptima debe considerar factores técnicos, operativos, económicos y de compatibilidad con las fuentes de energía renovable (Matamoros & Pacheco, 2019).

Tabla 23*Comparativo de tecnologías de producción de hidrógeno*

Tecnología	Eficiencia	Estado de desarrollo	Ventajas	Desventajas
Alcalina (AEL)	60-70%	Comercial	Bajo costo, fácil	Menor eficiencia, lenta
		Madura	mantenimiento	respuesta, menos adaptable a variaciones eléctricas
PEM (Membrana de protones)	80%	Comercial, en expansión	Alta eficiencia, respuesta rápida, diseño compacto,	Costo inicial elevado por uso de platino, aunque en reducción
Óxido sólido	90%	Experimental	Muy alta eficiencia teórica, uso de calor residual	Alta temperatura (500–850 °C), no viable comercialmente, mayor complejidad técnica

La tecnología de electrólisis PEM ha sido seleccionada como la opción más adecuada para la producción de hidrógeno en este proyecto debido a su alta eficiencia energética (alrededor del 80%), su capacidad de respuesta rápida ante variaciones de carga, su diseño compacto y modular, y su disponibilidad comercial inmediata como se detalla en la tabla 22. Su flexibilidad operativa también la hace viable con fuentes eléctricas convencionales, manteniendo un buen rendimiento sin necesidad de operar a altas temperaturas como la tecnología SOE. A pesar de que su costo es mayor debido al uso de materiales como el platino, las tendencias de reducción de precios y su amplia adopción internacional refuerzan su viabilidad técnica y comercial para proyectos escalables.

3.3.2 Tratamiento de agua de mar con ósmosis inversa y electrodesionización

En la actualidad, asegurar la calidad del agua utilizada en procesos industriales de alta precisión requiere la instalación de Plantas de Tratamiento de Agua (PTA) compuestas por diversas etapas de purificación. Entre las tecnologías más relevantes destacan la ósmosis inversa (RO) y la electrodesionización (EDI), las cuales permiten alcanzar altos grados de desionización y minimizar la presencia de sales disueltas hasta cumplir con los estándares internacionales de agua ultrapura (ASTM D1193-06, ISO 3696). La incorporación conjunta de estos sistemas garantiza la operación continua y confiable de equipos de elevada sensibilidad, como los electrolizadores de membrana de intercambio protónico (PEM), cuya eficiencia está estrechamente vinculada a la pureza del agua que reciben. ((IRENA), 2022).

3.3.2.1 Ósmosis inversa (RO)

La etapa inicial del tratamiento corresponde al proceso físico-químico de ósmosis inversa (RO). En esta fase, el agua previamente pretratada es sometida a una presión hidrostática que impulsa su paso a través de una membrana semipermeable. Este procedimiento permite separar y eliminar sólidos disueltos, sales y compuestos orgánicos presentes, logrando un efluente con baja conductividad eléctrica y una concentración mínima de sales remanentes.

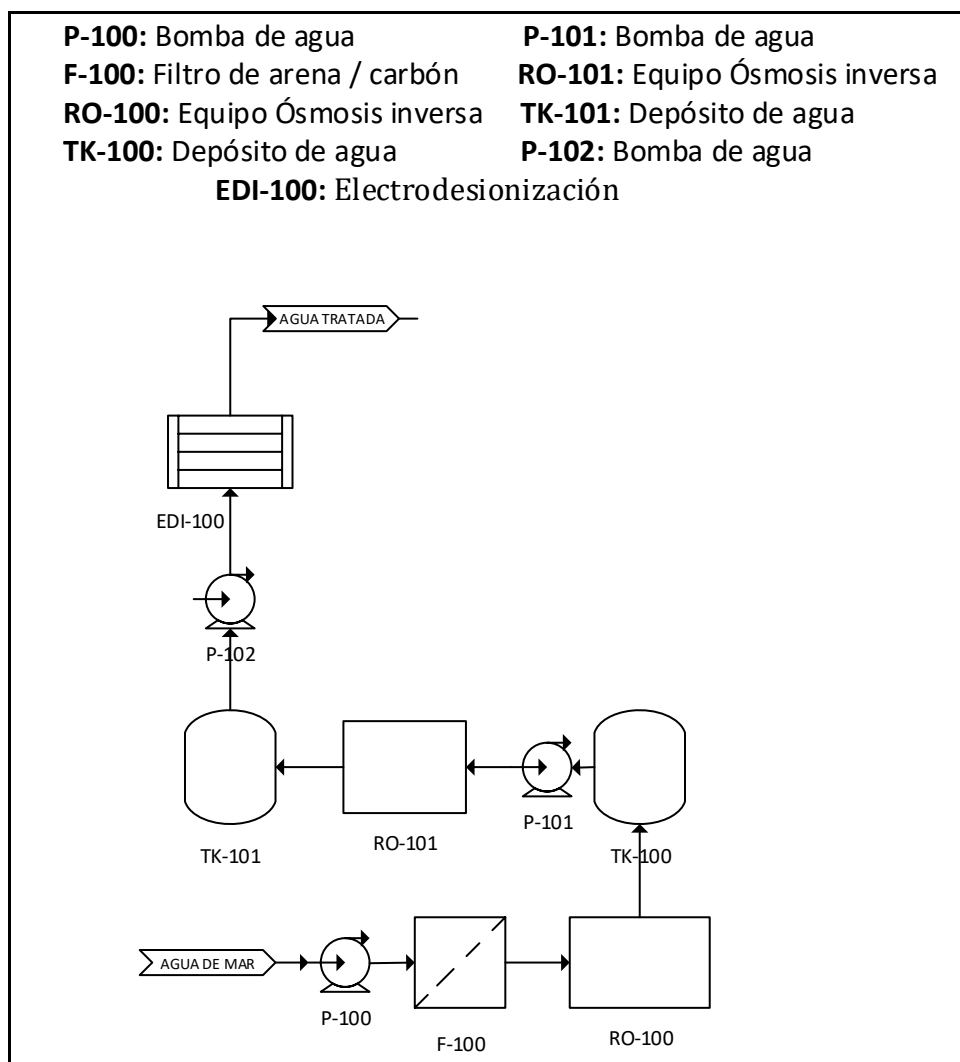
3.3.2.2 Electrodiesionización (EDI)

La fase final del proceso corresponde a la electrodesionización (EDI), a la cual se somete el agua previamente tratada mediante ósmosis inversa con el propósito de eliminar los iones residuales. Este método integra membranas de intercambio iónico y la aplicación de una corriente eléctrica, lo que posibilita la remoción eficiente de cationes y aniones, como sodio, calcio y magnesio. El resultado obtenido es un agua ultrapura, caracterizada por su baja conductividad, que cumple con los estándares de pureza exigidos para la producción.

En el contexto del presente proyecto, se contempla la implementación de una planta de tratamiento que combine las tecnologías de ósmosis inversa y electrodesionización, asegurando así la obtención de agua con la calidad requerida. La integración de ambas etapas representa una solución técnica sólida que garantiza la continuidad operativa y la fiabilidad del suministro. En la figura 13 se ilustra el diagrama de un sistema de tratamiento que incorpora ósmosis inversa en doble etapa junto con EDI.

Figura 13

Diagrama de una planta de tratamiento de aguas con un sistema de RO de doble paso y EDI



A nivel internacional, distintas organizaciones han desarrollado normativas orientadas a asegurar la calidad del agua purificada. Entre las más reconocidas se encuentran la ASTM

D1193:2011 (American Society for Testing and Materials), la norma ISO 3696 (International Organization for Standardization), el CLSI (Clinical and Laboratory Standards Institute) y las farmacopeas Europea y Estadounidense (EP y USP). En el caso particular del agua utilizada en electrolizadores, la referencia más común es la establecida por la norma ASTM, la cual clasifica el agua en cuatro tipos según sus características físico-químicas y los procedimientos empleados para su obtención. Para los sistemas de electrólisis, el estándar más adecuado es el correspondiente al agua tipo I, cuyas especificaciones se detallan en la tabla siguiente.

Tabla 24

Parámetros de calidad del agua para electrolizadores

Parámetro	Tipo I	Tipo II	Tipo III	Tipo IV
Conductividad eléctrica máx. ($\mu\text{S}/\text{cm}$ a 25 °C)	0.056	1	4	5
Resistividad eléctrica min. ($\text{M}\Omega\cdot\text{cm}$ a 25 °C)	18.2	1	0.25	0.2
pH a 25 °C	—	—	—	5,0 – 8,0
TOC máx. ($\mu\text{g}/\text{L}$)	10	50	200	Sin límite
Sodio máx. ($\mu\text{g}/\text{L}$)	1	5	10	50
Sílice máx. ($\mu\text{g}/\text{L}$)	3	3	500	Sin límite
Cloro máx. ($\mu\text{g}/\text{L}$)	1	5	10	50

Fuente: (Jhuesa Water Technologies, 2024).

3.3.3 Acoplamiento de sistemas fotovoltaicos con electrólisis PEM en Moquegua

El acoplamiento a sistemas fotovoltaicos representa una de las alternativas más prometedoras para la generación de hidrógeno a partir de fuentes renovables. Esta opción se ha visto impulsada por políticas medioambientales que promueven incentivos y subsidios a la generación eléctrica de origen renovable.

Para la operación del sistema de electrólisis de membrana de intercambio protónico (PEM) propuesto, se ha considerado el uso de energía eléctrica de origen solar fotovoltaico, aprovechando los altos niveles de irradiación registrados en la región de Moquegua, una de las

zonas más favorables del país para este tipo de generación. Actualmente, dicha región alberga dos centrales solares de gran escala en operación: la Central Fotovoltaica Rubí, y la Central Fotovoltaica Clemesí, ambas conectadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

La integración de estas fuentes renovables garantiza un suministro eléctrico libre de emisiones de carbono, lo que permite clasificar el hidrógeno producido como hidrógeno verde, conforme a los criterios establecidos por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) y la Unión Europea.

La elevada disponibilidad solar en Moquegua permite un alto factor de planta en la generación fotovoltaica, asegurando una operación eficiente y continua del sistema de electrólisis durante la mayor parte del año. En particular, la Central Rubí presenta un factor de planta confirmado de 33,34 %, lo que refleja un aprovechamiento efectivo de su capacidad instalada. Este rendimiento energético eficiente resulta clave para garantizar una alimentación eléctrica estable y constante a los electrolizadores PEM (Enel Green Power, 2023).

Tabla 25

Resumen de capacidad instalada de las plantas solares en Moquegua

	Central fotovoltaica Rubí	Central fotovoltaica Clemesí
Capacidad instalada centrales fotovoltaicas (MWp)	144,48	115

Fuente: (Enel Green Power, 2023)

La planta dispondrá de una conexión a una subestación eléctrica destinada a cubrir el consumo auxiliar. Durante las horas nocturnas, la producción de hidrógeno no se mantendrá a plena capacidad; sin embargo, se operará en un nivel mínimo con el propósito de evitar ciclos

de arranque y parada diarios, lo cual contribuye a preservar la estabilidad y eficiencia del sistema.

El esquema de operación contempla una combinación de fuentes energéticas: en el día, la demanda se abastece principalmente mediante una planta solar dedicada, mientras que en la noche, ante la ausencia de irradiación, la planta se conecta a la red eléctrica. Este modelo de gestión energética garantiza un funcionamiento continuo, aunque reducido, en las horas sin luz solar. Dicho nivel de operación mínima se denomina potencia auxiliar, y su implementación resulta fundamental para optimizar la vida útil y el rendimiento global de la planta.

3.3.4 Descripción del proceso PEM

El proceso de producción de hidrógeno mediante electrólisis PEM (Membrana de Intercambio Protónico) se inicia con la alimentación de agua, la cual ingresa por la corriente de proceso (corriente 1). Esta es impulsada por una bomba de alta presión (P-103) que incrementa la presión del fluido para adecuarla a las condiciones operativas requeridas por los electrolizadores (corriente 2).

Posteriormente, el agua es precalentada en un intercambiador de calor (E-101), elevando su temperatura hasta aproximadamente 80 °C (corriente 3), condición óptima para la eficiencia de la electrólisis PEM. Esta corriente se divide y es dirigida hacia tres electrolizadores PEM (EL-100, EL-101 y EL-102) dispuestos en paralelo (corrientes 4, 5 y 6 respectivamente).

En los electrolizadores, se lleva a cabo la reacción de electrólisis del agua, generando hidrógeno en el cátodo y oxígeno en el ánodo. El hidrógeno producido en cada unidad es conducido por las corrientes 8, 11 y 14, y posteriormente comprimido mediante compresores (K-100, K-101 y K-102) hasta alcanzar una presión de aproximadamente 35 000 kPa (350 bar), saliendo por las corrientes 16, 17 y 18.

Estas corrientes de hidrógeno comprimido se unifican en un mezclador (MIX-100), generando una única corriente (corriente 20), la cual es enfriada en un intercambiador de calor (E-102) hasta una temperatura de 25 °C, con el fin de acondicionar el gas para su almacenamiento seguro.

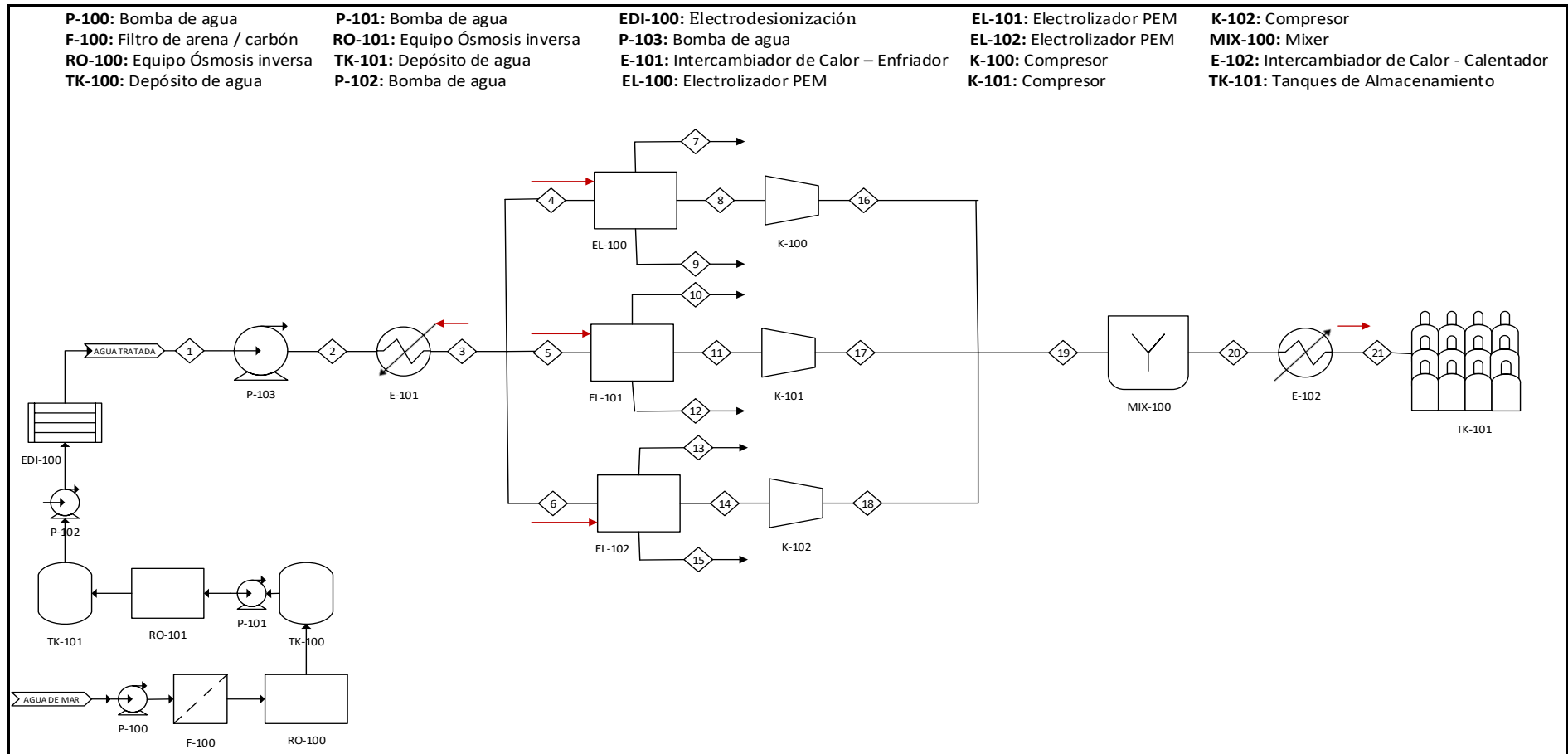
Finalmente, el hidrógeno enfriado (corriente 21) es enviado hacia un sistema de almacenamiento compuesto por racks de botellas de alta presión (TK-101), donde se conserva para su posterior utilización en aplicaciones energéticas o industriales.

3.3.5 Diagrama de flujo de proceso

En la figura 13 se muestra el diagrama del proceso de obtención de hidrógeno mediante electrolisis PEM.

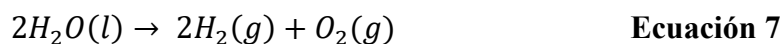
Figura 14

Diagrama de flujo planta PEM 2030



3.3.6 Balance de materia planta PEM 2030

Para estimar el tamaño del sistema de electrólisis necesario y definir el balance de materia de la planta, se parte de la reacción global de descomposición del agua mediante electrólisis (Zaccara et al., 2020).



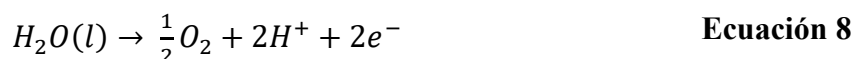
El balance indica que por cada dos moles de agua líquida que reaccionan, se generan dos moles de hidrógeno molecular (H_2) y un mol de oxígeno molecular (O_2).

Aplicación de electricidad a la celda PEM

Se conecta una fuente de corriente continua (DC), proveniente de un sistema de energía solar fotovoltaica, a los electrodos de la celda PEM. El ánodo (electrodo positivo) y el cátodo (electrodo negativo) están separados por una membrana polimérica que permite el paso selectivo de protones (H^+), bloqueando simultáneamente el paso de electrones y gases

Reacción en el ánodo – oxidación del agua:

En el ánodo, el agua se oxida al entrar en contacto con la corriente eléctrica. Como resultado, cada molécula de agua se descompone en oxígeno gaseoso, protones (H^+) y electrones (e^-), de acuerdo con la siguiente semirreacción:



- El oxígeno (O_2) se libera como gas.
- Los protones (H^+) atraviesan la membrana PEM hacia el cátodo.
- Los electrones (e^-) viajan por un circuito externo hacia el cátodo, generando corriente útil.

Transporte de cargas

La membrana PEM permite el paso de los protones (H^+) desde el ánodo al cátodo, mientras que los electrones, al no poder atravesarla, son forzados a circular por un circuito externo. Este flujo electrónico constituye una corriente eléctrica, similar al funcionamiento de una pila en sentido inverso.

Reacción en el cátodo– Reducción de protones:

En el cátodo, los protones que migraron a través de la membrana se combinan con los electrones que llegan por el circuito externo, generando hidrógeno molecular (H_2):

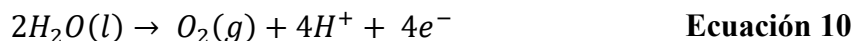


El hidrógeno gaseoso resultante se recolecta como producto energético principal del proceso.

Resultado final del proceso

Al combinar ambas semirreacciones (la del ánodo y la del cátodo), se obtiene nuevamente el balance global del proceso:

- Ánodo (oxidación):



- Cátodo (reducción):



- Reacción global:



3.3.6.1 Balance general

Con base en la proyección para el año 2030 que se muestra en tabla 26, la planta requiere producir 2 349 095 171 kg/año de hidrógeno. A partir de este dato, se realiza el balance másico de entrada y salida, considerando una conversión del 80 % en los electrolizadores tipo PEM. Los datos utilizados para el desarrollo del balance de materia fueron obtenidos mediante simulaciones realizadas en el software ASPEN HYSYS V11.

Tabla 26

Parámetros para el balance de materia y energía

PARAMETRO	VALOR	UNIDAD
Producción diaria H ₂	6 435 877	kg/día
Rendimiento energético del electrolizador	0,080	kg/kWh
Horas de operación	24	horas
Energía diaria requerida	80 448 462,50	kWh
Potencia requerida	3 352 019	kW
Nº Electrolizadores	3	unidades
Agua requerida	2 995 549,00	kg/h
Caudal	0,838	m ³ /s

Nota: El valor de agua requerida se determinó en función de la producción diaria proyectada de hidrógeno y la relación estequiométrica del proceso de electrólisis del agua ($2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$), según la cual se necesitan aproximadamente 8.94 kg de agua por cada kg de hidrógeno producido, calculado a partir de la relación entre las masas molares del agua (18,015 kg/kmol) y del hidrógeno (2,016 kg/kmol). Para una producción de 6 435 877 kg/día de hidrógeno, el consumo total de agua asciende a 57 536 740 kg/día, lo que equivale a un flujo de 2 396 294,73 kg/h, considerando una producción horaria de hidrógeno de 268 161 kg/h. No obstante, para fines operativos y de diseño, se ha adoptado un valor ligeramente superior de 2 995 549,00 kg/h, que incorpora un margen técnico destinado a compensar pérdidas, recirculación y garantizar la

eficiencia del sistema bajo condiciones reales (Turton et al., 2013). Este valor fue validado mediante simulaciones en Aspen Hysys V11.

La energía diaria requerida se calculó a partir del rendimiento del electrolizador tipo PEM, con una eficiencia de 0,080 kg H₂/kWh. Relacionando esta eficiencia con la producción diaria de hidrógeno, se obtiene un requerimiento energético de 80 448 462,50 kWh/día. Bajo operación continua de 24 horas, esto implica una potencia instalada de 3 352 019 kW, distribuida entre tres electrolizadores operando en paralelo. Estos valores permiten dimensionar adecuadamente el sistema eléctrico y garantizar la continuidad del proceso productivo.

Tabla 27

Balance de masa en las corrientes del proceso de obtención de hidrogeno

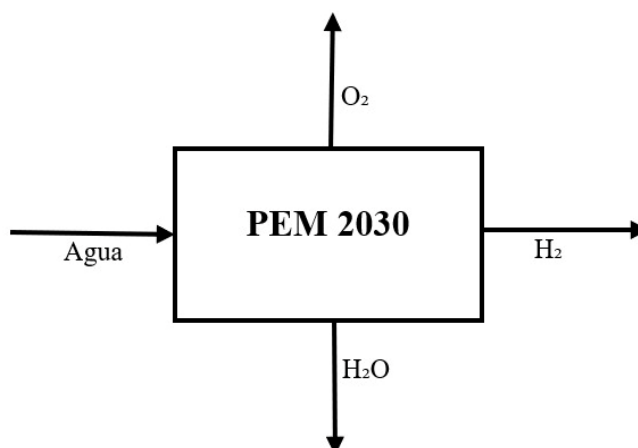
PROPIEDADES DE LA CORRIENTE				
Propiedades	Unidades	1	2	
Temperatura	° C	25	25	
Presión	kPa	101,3	3 000	
Flujo másico	kg/h	3,061 x 10^6	3,061 x 10^6	
Entalpía molar	kJ/kmol	-2,862 x 10^5	-2,862 x 10^5	
Entropía molar	(kJ/kmol C°)	53.70	53.73	
PROPIEDADES DE LA CORRIENTE				
Propiedades	Unidades	2	3	
Temperatura	° C	25	80	
Presión	kPa	3 000	2970	
Flujo másico	kg/h	3,061 x 10^6	3,061 x 10^6	
Entalpía molar	kJ/kmol	-2,862 x 10^5	-2,819 x 10^6	
Entropía molar	(kJ/kmol C°)	53,73	66,85	
PROPIEDADES DE LA CORRIENTE				
Propiedades	Unidades	4	5	6
Temperatura	° C	80	80	80
Presión	kPa	2970	2970	2970
Flujo másico	kg/h	1,020 x 10^6	1,020 x 10^6	1,020 x 10^6
Entalpía molar	kJ/kmol	-2,819 x 10^6	-2,819 x 10^6	-2,819 x 10^6
Entropía molar	(kJ/kmol C°)	66,85	66,85	66,85

PROPIEDADES DE LA CORRIENTE				
Propiedades	Unidades	8	11	14
Temperatura	° C	90	90	90
Presión	kPa	2970	2970	2970
Flujo másico	kg/h	1,021 x 10 ⁶	1,021 x 10 ⁶	1,021 x 10 ⁶
Entalpía molar	kJ/kmol	8,116 x 10 ⁵	8,116 x 10 ⁵	8,116 x 10 ⁵
Entropía molar	(kJ/kmol C°)	379,9	379,9	379,9
PROPIEDADES DE LA CORRIENTE				
Propiedades	Unidades	16	17	18
Temperatura	° C	130	130	130
Presión	kPa	35000	35000	35000
Flujo másico	kg/h	1,021 x 10 ⁶	1,021 x 10 ⁶	1,021 x 10 ⁶
Entalpía molar	kJ/kmol	3,099 x 10 ⁶	3,099 x 10 ⁶	3,099 x 10 ⁶
Entropía molar	(kJ/kmol C°)	679,3	679,3	679,3
PROPIEDADES DE LA CORRIENTE				
Propiedades	Unidades	19	20	
Temperatura	° C	130	130	
Presión	kPa	35000	35000	
Flujo másico	kg/h	3,062 x 10 ⁶	3,062 x 10 ⁶	
Entalpía molar	kJ/kmol	3,099 x 10 ⁶	3,099 x 10 ⁶	
Entropía molar	(kJ/kmol C°)	679,3	679,3	
PROPIEDADES DE LA CORRIENTE				
Propiedades	Unidades	20	21	
Temperatura	° C	130	25	
Presión	kPa	35000	35000	
Flujo másico	kg/h	3,062 x 10 ⁶	3,062 x 10 ⁶	
Entalpía molar	kJ/kmol	3,099 x 10 ⁶	4,918 x 10 ⁵	
Entropía molar	(kJ/kmol C°)	679,3	544,5	

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del simulador Aspen Hysys V11

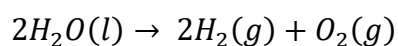
Figura 15

Esquema desarrollado de balance de materia PEM 2030



Cálculos de balance de masa

Reacción química global



Ecuación 13

2 moles de agua producen:

- 2 moles de hidrogeno (H_2)
- 1 mol de oxígeno (O_2)

Datos conocidos:

Agua Alimentada: 2 995 549 kg/h

Conversión del agua: 80 % = 0.8

En el proceso de electrólisis de membrana de intercambio protónico (PEM), la conversión del agua se define como la relación entre la cantidad de agua efectivamente disociada en hidrógeno y oxígeno, y la cantidad total de agua alimentada al sistema. Este parámetro está directamente asociado a la eficiencia del electrolizado. De acuerdo con Barbir (2013) y Millet et al. (2011),

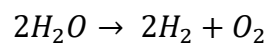
los electrolizadores PEM industriales presentan una conversión del agua típica en el rango de 60–80 %.

Cálculo del agua convertida y no convertida

$$H_2O \text{ reaccionada} = 2\,995\,549,00 \times 0,8 = 2\,396\,439,20 \text{ kg/h}$$

$$H_2O \text{ no reaccionada} = 2\,995\,549,00 - 2\,396\,439,20 = 599\,109,80 \text{ kg/h}$$

Estequiometria y masas molares



Ecuación 14

$$H_2O = 18,015 \text{ kg/kmol}$$

$$H_2 = 2,016 \text{ kg/kmol}$$

$$O_2 = 32,000 \text{ kg/kmol}$$

Relación en masa para la reacción de electrolisis:

Por cada 36,030 kg de **H₂O** convertida, se generan:

- Hidrógeno generado (2 kmol): $2 \times 2\,016 = 4,032 \text{ kg}$
- Oxígeno generado (1 kmol): $1 \times 32\,00 = 32,000 \text{ kg}$

Entonces:

- Fracción másica de H_2 : $\frac{4,032}{36,030} = 0,1119$
- Fracción másica de O_2 : $\frac{32,00}{36,030} = 0,8881$

Cálculos de productos generados

a. Hidrógeno (H_2):

$$m_{H_2} = 2\,396\,439,20 \times 0,1119 = 268\,161,55 \text{ kg/h}$$

b. Oxígeno (O_2):

$$m_{O_2} = 2\,396\,439,20 \times 0,8881 = 2\,128\,277,65 \text{ kg/h}$$

Verificación del balance de masa total

Entradas = Salidas

$$2\,995\,549,00 \frac{\text{kg}}{\text{h}} = 268\,161,55 \frac{\text{kg}}{\text{h}} (H_2) + 2\,128\,277,65 \frac{\text{kg}}{\text{h}} (O_2) + 599\,109,80 \frac{\text{kg}}{\text{h}} (H_2O \text{ no reaccionada})$$

$$2\,995\,549,00 \frac{\text{kg}}{\text{h}} = 2\,995\,549,00 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

En la figura 14 se muestra el esquema general del proceso de electrólisis PEM, donde se observa la transformación del agua en hidrógeno y oxígeno. A continuación, se presenta el balance general de masa de componentes correspondiente en la tabla 28.

Tabla 28

Balance general de masa de componentes en el proceso PEM

Componentes	Entradas (Kg/h)	Salidas (Kg/h)
Agua (H_2O)	2 995 549,00	599 109,80
Hidrógeno (H_2)	-	268 161,55
Oxígeno (O_2)	-	2 128 277,65
Total	2 995 549,00	2 995 549,00

En el balance de masa del sistema de electrólisis PEM se considera una única corriente de entrada compuesta exclusivamente por agua líquida. A través del proceso de electrólisis, esta se descompone en sus elementos constituyentes: hidrógeno y oxígeno gaseoso. En la tabla

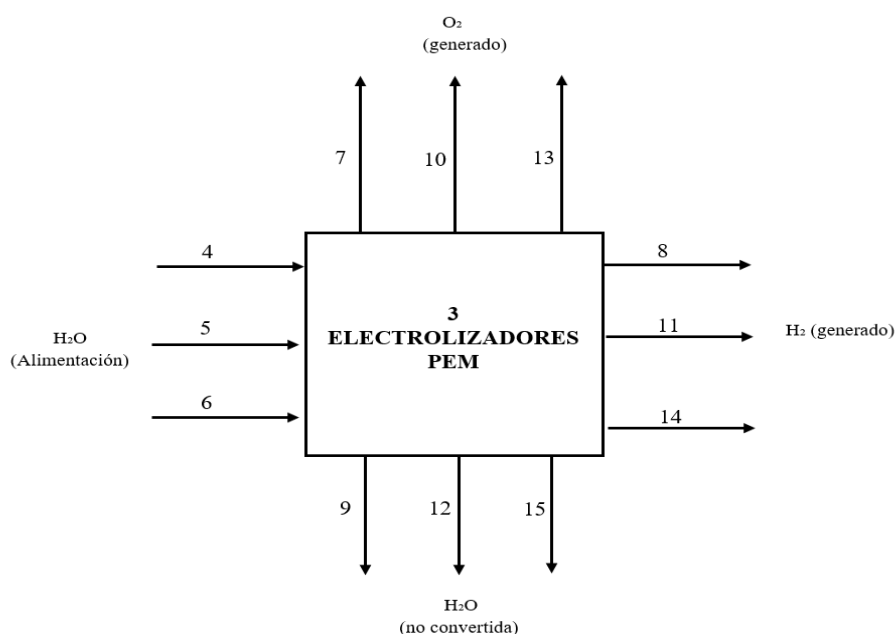
28 presenta los datos obtenidos mediante el simulador Aspen Hysys V11, donde se verifica que la masa total de entrada coincide con la masa total de salida, lo cual confirma la conservación de la masa en el sistema.

Se evidencia, además, la presencia de una cantidad de agua en la corriente de salida. Esta fracción corresponde al agua que no fue completamente transformada durante la reacción, ya sea por limitaciones en la eficiencia del sistema, por condiciones de operación específicas o como parte del diseño del proceso (por ejemplo, recirculación o control de temperatura). Esta cantidad remanente puede ser recuperada e incorporada nuevamente al proceso o retirada, de acuerdo con la estrategia operativa establecida.

3.3.6.2 Balance de masa electrolizadores

Figura 16

Balance de masa electrolizadores



Cálculos de balance de masa

Distribución másica del agua de alimentación en los electrolizadores

El flujo de agua se divide equitativamente entre los tres electrolizadores:

$$\text{Entrada por electrolizador} = \frac{2\,995\,549,00}{3} = 998\,516,33 \text{ kg/h}$$

Agua no reaccionada a la salida de los electrolizadores

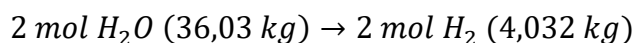
$$\text{Fracción no convertida} = 1 - 0,975 = 0,20$$

$$\text{Agua no reaccionada} = 998\,516,33 \times 0,20 = 199\,703,27 \text{ kg/h}$$

Agua reaccionada durante la electrólisis

$$\text{Agua que reacciona} = 998\,516,33 - 199\,703,27 = 798\,813,07 \text{ kg/h}$$

Cálculo del hidrógeno generado

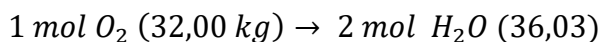


Entonces:

$$\frac{4,032}{36,03} = 0,1119 \text{ kg } H_2 / \text{kg } H_2O$$

$$H_2 \text{ generado} = 0,1119 \times 798\,813,07 = 89\,387,18 \text{ kg/h}$$

Cálculo del oxígeno generado



Entonces:

$$\frac{32,00}{36,03} = 0,8881 \text{ kg } H_2 / \text{kg } H_2O$$

$$O_2 \text{ generado} = 0,8881 \times 798\,813,07 = 709\,425,88 \text{ kg/h}$$

La figura 14 muestra la disposición en paralelo de los tres electrolizadores, junto con las corrientes de entrada y salida involucradas en el proceso. A continuación, se presenta el balance de masa correspondiente en la tabla 29.

Tabla 29*Balance de masa de entradas y salidas en los electrolizadores*

Electrolizador	Entradas H₂O (kg/h) (Corrientes 4,5,6)	Salidas H₂ (kg/h) (Corrientes 8,11,14)	Salidas O₂ (kg/h) (Corrientes 7,10,13)	Salidas H₂O (kg/h) (Corrientes 9,12,15)	Salida total (kg/h)
1	998 516,33	89 387,18	709 425,88	199 703,27	998 516,33
2	998 516,33	89 387,18	709 425,88	199 703,27	998 516,33
3	998 516,33	89 387,18	709 425,88	199 703,27	998 516,33
TOTAL	2 995 549,00	268 161,55	2 128 277,65	599 109,80	2 995 549,00

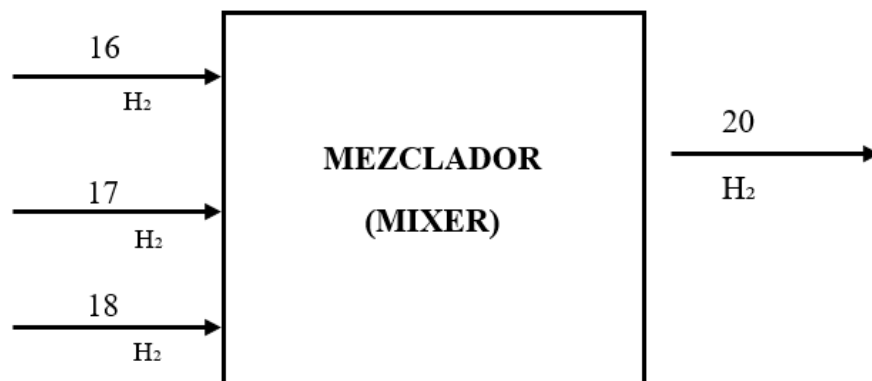
La tabla 29, muestra el balance de materia correspondiente a la operación de tres electrolizadores dispuestos en paralelo. El total de agua de alimentación (2 995 549,00 kg/h) se distribuye equitativamente entre las tres unidades, con una entrada de 998 516,33 kg/h por cada una. Durante el proceso de electrólisis, el agua se descompone en hidrógeno y oxígeno gaseoso, generando por unidad 89 378,18 kg/h de H₂, 709 425,88 kg/h de O₂ y una fracción de agua no convertida equivalente a 199 703,27 kg/h.

La suma de los productos y residuos de cada electrolizador coincide con la masa de entrada, lo que confirma el cumplimiento del principio de conservación de la masa. Esta configuración en paralelo favorece un reparto uniforme del trabajo, optimizando la eficiencia del sistema y facilitando su escalabilidad.

3.3.6.3 Balance de masa para el mezclador (Mixer)

Figura 17

Balance de masa para el Mixer



$$\sum \dot{m}_{entradas} = \sum \dot{m}_{salidas} \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde:

- $\dot{m}$ = flujo másico ($\frac{kg}{h}$)
- Las entradas corresponden a las corrientes 16,17 y 18
- La salida corresponde a la corriente 17

$$\dot{m}_{H_2,16} + \dot{m}_{H_2,17} + \dot{m}_{H_2,18} = \dot{m}_{H_2,20} \quad \text{Ecuación 16}$$

Reemplazando con los valores conocidos:

$$89\,378,18 \frac{kg}{h} + 89\,378,18 \frac{kg}{h} + 89\,378,18 \frac{kg}{h} = 268\,161,55 \frac{kg}{h}$$

Por tanto, se verifica el cumplimiento del balance de masa:

$$\sum \dot{m}_{entradas} = \sum \dot{m}_{salidas} = 268\,161,55 \frac{kg}{h}$$

La figura 14 muestra el esquema del Mezclador, donde convergen las corrientes de hidrógeno provenientes de los electrolizadores EL-100, EL-101 y EL-102. A continuación, se presenta el balance de masa correspondiente en la tabla 30.

Tabla 30

Balance de masa de entradas y salidas en el mezclador (Mixer)

Componentes	Entrada 16 (kg/h)	Entrada 17 (kg/h)	Entrada 18 (kg/h)	Entrada Total (kg/h)	Salida 20 (kg/h)
Agua (H ₂ O)	-	-	-	-	-
Hidrógeno (H ₂)	89 378,18	89 378,18	89 378,18	268 161,55	268 161,55
Oxígeno (O ₂)	-	-	-	-	-
Total, salida	89 378,18	89 378,18	89 378,18	268 161,55	268 161,55

De acuerdo con los resultados presentados en la tabla 30, se observa que la masa total de las entradas al mezclador es equivalente a la masa de la salida del mezclador, lo que confirma la conservación de la materia dentro del proceso. Las corrientes de salida provenientes de los electrolizadores EL-100, EL-101 y EL-102 se combinan de manera equitativa, produciendo un flujo total de 268 161,55 kg/h de hidrógeno de oxígeno en la salida del mezclador. Este balance es esencial para garantizar la eficiencia y la optimización del proceso de electrólisis en el sistema.

3.3.7 Balances de energía planta PEM 2030

Esta sección presenta los balances de energía correspondientes a la planta PEM proyectada para el año 2030, con el objetivo de cuantificar el consumo energético requerido para la producción de hidrógeno mediante electrólisis, así como las pérdidas asociadas al proceso.

3.3.7.1 Balance de energía para la bomba

Tabla 31

Condiciones de operación y balance de energía para la bomba

Parámetro	Entrada (Agua)	Salida 2
Temperatura (°C)	25	25
Presión (kPa)	101,3	3 000
Flujo másico (kg/h)	$3,061 \times 10^6$	$3,061 \times 10^6$
Entalpía molar (kJ/kmol)	$-2,862 \times 10^5$	$-2,862 \times 10^5$
Entropía Molar (kJ/kmol C°)	53.70	53.73
Flujo de calor (kJ/h)	$-4,864 \times 10^{10}$	$-4,863 \times 10^{10}$
Energía Suministrada (kW)	3 262,8	-

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del simulador Aspen Hysys V11

La tabla 31 muestra las condiciones de operación de la bomba P-103 y el balance de energía asociado. El fluido (agua líquida) ingresa a 25 °C y 101.3 kPa a condiciones estándar de operación, y es descargado a 3000 kPa. Dado que no hay cambio en el flujo másico ni en la entalpía molar, el aumento de presión se debe al trabajo suministrado por la bomba. Bajo condiciones adiabáticas, la energía requerida para este proceso es de 3 262,8 kW.

3.3.7.2 Balance de energía para el calentador

Tabla 32

Condiciones de operación y balance de energía para calentador

Parámetro	Entrada 2	Salida 3
Temperatura (°C)	25	80
Presión (kPa)	3000	2 970
Flujo másico (kg/h)	$3,061 \times 10^6$	$3,061 \times 10^6$
Entalpía molar (kJ/kmol)	$-2,862 \times 10^5$	$-2,819 \times 10^6$
Entropía molar (kJ/kmol C°)	53,73	66,85
Flujo de calor (kJ/h)	$-4,863 \times 10^{10}$	$-4,790 \times 10^{10}$
Energía suministrada (kW)	201 241,74	

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del simulador Aspen Hysys V11

La tabla 32 presenta las condiciones de entrada y salida del fluido en el calentador mostrado en la figura 14, donde se observa un incremento de temperatura de 25 °C a 80 °C, con una presión prácticamente constante. Este cambio térmico genera un aumento en la entalpía y entropía del sistema, reflejando el aporte de energía requerido. La energía suministrada al fluido en esta etapa es de aproximadamente 201 241,74 kW, lo que corresponde al calor necesario para lograr el calentamiento del flujo sin cambio de fase. Este calentamiento es esencial para alcanzar las condiciones óptimas de operación en los electrolizadores, ya que una

mayor temperatura de entrada favorece la eficiencia del proceso de electrólisis (Zaccara et al., 2020).

3.3.7.3 Balance de energía para los electrolizadores

Tabla 33

Condiciones de operación y balance de energía para electrolizadores

Parámetro	Entradas (3, 4 y 5)	Salidas (8,11 y 14)
Temperatura (°C)	80	90
Presión (kPa)	2 970	2 970
Flujo másico (kg/h)	$1,020 \times 10^6$	$1,021 \times 10^6$
Entalpía molar (kJ/kmol)	$-2,819 \times 10^5$	$8,116 \times 10^5$
Entropía molar (kJ/kmol C°)	66,85	379,9
Flujo de calor (kW)	-	1 117 339,6

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del simulador Aspen Hysys V11

La tabla 33 presenta el balance de energía de los tres electrolizadores conectados en paralelo tal como se muestra en la figura 14. Durante el proceso, se observa un incremento de temperatura de 80 °C a 90 °C, manteniéndose constante la presión en 2 970 kPa. El flujo másico se mantiene prácticamente estable, pasando de $1,020 \times 10^6$ kg/h en las corrientes de entrada a $1,021 \times 10^6$ kg/h en las de salida, lo que indica una conversión sin pérdidas significativas de masa.

En cuanto a la entalpía molar, se registra un aumento significativo desde $-2,819 \times 10^5$ kJ/kmol en las entradas hasta $8,116 \times 10^5$ kJ/kmol en las salidas. Este incremento refleja el aporte energético necesario para elevar la temperatura del agua y romper los enlaces H-O durante la electrólisis, transformando el agua líquida en hidrógeno y oxígeno gaseosos.

La entropía molar también se incrementa de 66,85 a 379,9 kJ/kmol·°C, lo cual es coherente con el aumento del desorden molecular asociado al cambio de fase y generación de gases.

El flujo de calor total suministrado al sistema es de aproximadamente 1 117 339,6 kW, lo que pone de manifiesto la elevada demanda energética que requiere el proceso de electrólisis para producir hidrógeno de manera eficiente. Este valor incluye tanto el calentamiento del agua como la energía eléctrica necesaria para la disociación molecular.

3.3.7.4 Balance de energía para los compresores

Tabla 34

Condiciones de operación y balance de energía para compresores

Parámetro	Entradas (8,11 y 14)	Salidas (16,17 y 18)
Temperatura (°C)	90	130
Presión (kPa)	2 970	35 000
Flujo másico (kg/h)	1, 021 x 10 ⁶	1, 021 x 10 ⁶
Entalpía molar (kJ/kmol)	8, 116 x 10 ⁵	3,099 x 10 ⁶
Entropía molar (kJ/kmol C°)	379,9	679,3
Flujo de calor (kJ/h)	6,436 x 10 ¹⁰	2,458 x 10 ¹¹
Energía suministrada (kW)	5,039 x 10 ⁷	-

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del simulador Aspen Hysys V11

La tabla 34, presenta el balance energético de los compresores asociados a los tres electrolizadores, operando en paralelo tal como se muestra en la figura 14. Ambos compresores se analizan de manera conjunta debido a que funcionan bajo condiciones idénticas. Durante el proceso se observa un incremento en la presión, de 2 970 kPa a 35 000 kPa, y en la temperatura, de 90 °C a 130 °C, lo cual es característico del proceso de compresión del hidrógeno.

El flujo másico se mantiene constante en $1,021 \times 10^6$ kg/h, lo que indica que no hay pérdidas de masa durante la compresión. La entalpía molar aumenta de $8,116 \times 10^5$ kJ/kmol a $3,099 \times 10^6$ kJ/kmol, reflejando el aporte energético necesario para elevar la presión del gas. Este comportamiento confirma que el proceso es endotérmico, ya que requiere energía externa para realizar el trabajo de compresión.

Asimismo, la entropía molar se incrementa de 379,9 a 679,3 kJ/kmol °C, lo que evidencia la irreversibilidad del proceso y la disipación de energía como calor hacia el entorno. El flujo de calor total pasa de $6,436 \times 10^{10}$ kJ/h a $2,458 \times 10^{11}$ kJ/h, valor que representa la energía contenida en el flujo de salida, incluyendo el efecto del trabajo realizado por el compresor.

La energía suministrada al sistema asciende a $5,039 \times 10^7$ kW, necesaria para garantizar que el hidrógeno comprimido alcance las condiciones requeridas para su almacenamiento. Este comportamiento resalta la importancia del control térmico en los compresores, optimizando el consumo energético y asegurando la eficiencia del sistema.

3.3.7.5 Balance de energía para enfriador

Tabla 35

Condiciones de operación y balance de energía para enfriador

Parámetro	Entrada 20	Salida 21
Temperatura (°C)	130	25
Presión (kPa)	35 000	35 000
Flujo másico (kg/h)	$3,062 \times 10^6$	$3,062 \times 10^6$
Entalpía molar (kJ/kmol)	$3,099 \times 10^6$	$4,918 \times 10^5$
Entropía molar (kJ/kmol C°)	679,3	544,5
Flujo de calor (kJ/h)	$2,458 \times 10^{11}$	$-6,436 \times 10^{10}$
Potencia térmica (kW)	$-1,787 \times 10^7$	-

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del simulador Aspen Hysys V11

La tabla 35, presenta las condiciones de operación del enfriador, componente esencial del sistema de acondicionamiento posterior a la compresión del hidrógeno. El proceso se desarrolla a presión constante de 35 000 kPa, mientras que la temperatura del flujo disminuye de 130 °C a 25 °C, generando una reducción de entalpía molar de $3,099 \times 10^6$ kJ/kmol a $4,918 \times 10^5$ kJ/kmol.

Este descenso en entalpía refleja una transferencia de calor desde el hidrógeno hacia el entorno, lo que confirma que el proceso es exotérmico. El flujo másico se mantiene constante en $1,021 \times 10^6$ kg/h, garantizando la continuidad del caudal del hidrógeno durante el enfriamiento. El flujo de calor cambia de $2,458 \times 10^{11}$ kJ/h a $-6,436 \times 10^{10}$ kJ/h, indicando la remoción efectiva de energía térmica, el valor de $-1,787 \times 10^7$ kW representa el calor extraído del flujo de hidrógeno durante el proceso de enfriamiento.

En conjunto, estos cambios reflejan la función del enfriador como disipador térmico, permitiendo reducir la temperatura del hidrógeno a niveles seguros y adecuados para su almacenamiento o transporte, asegurando la eficiencia y estabilidad del sistema.

3.3.8 Selección de la tecnología o maquinarias

Se detalla el proceso y el dimensionamiento preliminar de los equipos en la planta PEM, para el diseño se empleó como herramienta de apoyo el simulador Aspen HYSYS V11. Esta herramienta facilitó la representación de los flujos de materia y energía en condiciones operativas cercanas a la realidad industrial, permitiendo validar y ajustar los parámetros de operación más relevantes. No obstante, la selección de maquinarias también consideró referencias técnicas de proveedores y los costos asociados a cada equipo, se realizó mediante fórmulas de ingeniería económica, tomando como base referencias del sector y ajustando los valores según las características específicas de cada componente.

3.3.8.1 Diseño de planta PEM 2030

La tabla 36 se detallan los equipos principales considerados para el diseño de la planta PEM, indicando su parámetro de dimensionamiento, el valor correspondiente, el costo unitario, la cantidad requerida y el costo total asociado a cada uno.

Tabla 36*Cuadro resumen de dimensionamiento y costos de equipos*

EQUIPOS	PARAMETROS DE DIMENSIONAMIENTO	VALOR DEL DIMENSIONAMIENTO	COSTO UNITARIO (\$)	CANTIDAD	COSTO TOTAL (\$)
Bomba	Potencia	4 072 HP	4 214 615,55	1	4 214 615,55
Calentador	Área	452 m2	123 688,88	1	123 688,88
Electrolizador	Potencia	1 117 339 kW	1 698 870 406,84	3	5 096 611 220,53
Compresor	Potencia	1 431 043 kW	167 298 564,36	3	501 895 693,07
Mixer	Volumen	632 m3	165 786,80	1	165 786,80
Cooler	Área	451 m2	143 004,35	1	143 004,35
Botellas Rack	Capacidad	22 racks	10 000,00	22	220 000,00

Nota: El detalle completo del dimensionamiento, así como la metodología empleada para el cálculo de costos, se encuentra disponible en el apéndice 1.

3.3.8.1 Diseño de planta de tratamiento de aguas

Tal como se expuso en el capítulo referido al recurso hídrico, el agua que ingresa a los electrolizadores debe presentar un alto grado de pureza y cumplir con parámetros de calidad estrictos, condición indispensable para la producción de hidrógeno. Para alcanzar dichos niveles de calidad, es necesario aplicar un sistema de tratamiento especializado. La planta proyectada para este fin se estructura en 3 fases principales: pretratamiento, ósmosis inversa (RO) y electrodesionización (EDI).

En este contexto, se contempla la instalación de los equipos indispensables para asegurar el correcto funcionamiento del sistema. Una vez procesada, el agua será conducida

hacia los electrolizadores, garantizando así la continuidad y eficiencia en la producción de hidrógeno. A continuación, se detallan los equipos esenciales que conforman la planta de tratamiento diseñada para un caudal de 0.838 m³/seg.

Tabla 37

Equipos necesarios para la planta de tratamiento de aguas

Etapas de tratamiento	Equipos	Función	Cantidad	Costo unitario (\$)	Costo total (\$)
Sistema de pretratamiento	Bombas de alta presión	Para el proceso de ósmosis inversa	1	1 200 000,00	1 200 000,00
	Filtración	Filtro de mallas, ultrafiltración o filtro bicapa	1	2 000 000,00	2 000 000,00
	Desoxidación	Filtro de carbón activo o dosificación de bisulfito sódico	1	3 500 000,00	3 500 000,00
Sistema de osmosis inversa	Módulos de ósmosis inversa	Con membranas adecuadas según la calidad del agua bruta	2	60 000 000,00	120 000 000,00
Sistema de electrodesionización (EDI)	Celdas de electrodesionización	Para el proceso de electrodesionización	1	58 000 000,00	58 000 000,00
Equipos auxiliares	Bombas para suministro de agua	Para asegurar un flujo continuo de agua a través del sistema	2	250 000,00	500 000,00
	Tanques de almacenamiento de agua	Para almacenar el agua tratada antes de su uso	2	1 500 000,00	3 000 000,00
Costo total					10 761 574 009,00

Fuente: Elaboración propia con base en (Manon Painchaud, 2024).

3.3.9 Periodo operacional estimado de la planta

3.3.9.1 Periodo operacional estimado de la planta PEM 2030

Tabla 38

Características técnicas y vida útil de los equipos en la planta de electrólisis PEM 2030

Equipos	Descripción/función	Vida útil	Observaciones técnicas
Bomba	Impulsar caudal hacia el sistema alta presión	8-12	Requiere alto consumo energético; diseño adaptado a gran altura de bombeo.
Calentador	Elevar la Temperatura de la alimentación hacia el Electrolizador	10-13	Intercambiador tipo carcasa y tubos; sujeto a esfuerzos térmicos constantes.
Electrolizadores	Producir hidrógeno a partir de agua	12-15	Equipos de alta demanda energética; operación continua requiere mantenimiento preventivo
Compresores	Comprimir H ₂ para almacenamiento	10-14	Trabajan a alta presión; eficiencia operativa influye en el consumo energético.
Mezclador	Homogenizar flujo de salida de electrolizadores	10-15	Fabricado en acero inoxidable resistente a la corrosión; volumen interno considerable.
Enfriador	Reducir temperatura del H ₂ antes del almacenamiento	9-12	Afectado por diferencias térmicas; importante para conservar propiedades del hidrógeno.
Botellas Rack	Almacenar H ₂ comprimido	12-15	Capacidad total elevada; operación en alta presión requiere inspección periódica.

La estimación de la vida útil se basa en especificaciones técnicas, condiciones operativas y estándares internacionales para instalaciones de hidrógeno. Los equipos críticos como los electrolizadores y compresores presentan una vida útil más prolongada debido a su tecnología especializada, mientras que componentes como bombas y enfriadores muestran menores rangos debido al desgaste mecánico y térmico. Estas variaciones justifican un

horizonte de evaluación del proyecto de 15 años, considerando mantenimiento programado y reposición gradual de equipos.

3.3.10 Distribución de la maquinaria y equipos en la planta industrial PEM 2030

La distribución de la maquinaria y los equipos en una planta de producción de hidrógeno mediante electrólisis PEM representa un componente fundamental dentro del diseño de ingeniería, ya que tiene un impacto directo en la eficiencia operativa, la seguridad, el mantenimiento y la escalabilidad. A continuación, se presenta una descripción detallada y secuencial de cada sección de la planta, así como los criterios técnicos y normativos que sustentan su configuración espacial.

El Layout de la planta ha sido segmentado en siete zonas principales como se detalla en la figura 17, organizadas de forma secuencial conforme al flujo de materia y energía del proceso. A continuación, se describe detalladamente cada una de estas zonas:

3.3.10.1 Zona de alimentación de materia prima

Esta área constituye el punto inicial del proceso con la recepción de agua desmineralizada, la cual es vital para garantizar la calidad del gas producido y la vida útil de los electrolizadores. Esta sección incluye:

- Tanque de almacenamiento de agua tratada
- Bombas de alimentación y sensores de presión y caudal.
- Intercambiador de calor, que permite incrementar la temperatura del agua hasta valores óptimos entre 60 °C y 90 °C, mejorando la eficiencia.

3.3.10.2 Zona de módulos de electrólisis

El corazón de la planta está constituido por módulos de electrólisis tipo PEM. En este diseño se utilizan tres electrolizadores operando en paralelo, configurados de forma simétrica, lo que permite una operación modular y escalable. Cada electrolizador comprende:

- Entrada de agua pretratada y energía eléctrica directa.
- Separación de productos gaseosos (H₂ y O₂).
- Sensores de presión, temperatura y monitoreo de corriente.

La ubicación de los electrolizadores en el centro del layout minimiza la longitud de las líneas de conducción, optimizando la eficiencia del sistema. Además, se deja espacio suficiente alrededor de cada unidad para labores de inspección y mantenimiento preventivo.

3.3.10.3 Zona de compresión de hidrógeno

El hidrógeno generado por cada electrolizador es conducido a un compresor independiente, cuya función es elevar la presión del gas desde valores atmosféricos hasta un rango de 20000 a 35000 bar, según las necesidades de almacenamiento y distribución. Estos equipos están diseñados con:

- Controles de seguridad integrados.
- Sistemas de ventilación forzada.
- Aislación física para minimizar riesgos por fugas o sobrepresión.

3.3.10.4 Zona de mezclador y homogeneizador de corrientes

Ambas corrientes de hidrógeno comprimido son dirigidas a un mezclador, el cual actúa como un colector que unifica el flujo, permitiendo:

- Control de caudal total.
- Homogenización de presión y temperatura.

Este equipo está ubicado en el eje central del layout, justo antes del sistema de acondicionamiento térmico.

3.3.10.5 Zona de enfriamiento de gas

Posteriormente, el gas pasa a un intercambiador de calor (enfriador) que reduce su temperatura hasta niveles seguros para el almacenamiento. Esto previene:

- Riesgos de sobrepresión.
- Daños en las botellas rack o recipientes a presión.

3.3.10.6 Zona de almacenamiento

El hidrógeno ya tratado se dirige al sistema de almacenamiento, constituido por un banco de botellas rack diseñados para soportar presiones elevadas. Esta zona incluye:

- Válvulas de alivio de presión.
- Sensores de fugas.
- Sistema de tierra y protección catódica.

3.3.10.7 Zona de control y monitoreo de procesos

La zona de control y monitoreo de la planta de electrólisis PEM constituye el centro operativo desde el cual se gestionan y supervisan de manera integral todos los parámetros del proceso de producción de hidrógeno. Dado que el sistema de electrólisis es altamente sensible a las condiciones eléctricas, térmicas y químicas, se requiere de una infraestructura de

automatización robusta, confiable y con alta precisión de control. Esta zona está diseñada siguiendo estándares de seguridad funcional, eficiencia energética y operación continua.

3.3.10.8 Área de servicio y seguridad

La zona de servicio y seguridad constituye un componente transversal y estratégico del diseño de planta, orientado a garantizar la operación continua, la protección integral del personal y la preservación de la infraestructura crítica. Su ubicación responde a criterios de accesibilidad, zonificación de riesgos y eficiencia en labores de mantenimiento y contingencia.

3.3.10.9 Zona de tratamiento de agua

Esta zona cumple una función dual: por un lado, garantiza el acondicionamiento del agua conforme a los requisitos fisicoquímicos del proceso PEM, asegurando la eficiencia y durabilidad de los electrolizadores; por otro, proporciona servicios técnicos esenciales para la operación continua y segura de la planta. Su ubicación estratégica facilita el acceso a zonas críticas y optimiza la distribución de recursos operativos.

Está compuesta por un sistema de tratamiento de agua, tanques de almacenamiento intermedio y un edificio de servicios auxiliares que alberga la sala de compresores secundarios, ventilación técnica, centro de mantenimiento preventivo y un laboratorio de calidad.

3.3.10.10 Área de logística

La zona de logística cumple funciones clave en la gestión de insumos, productos terminados y materiales auxiliares, asegurando la continuidad operativa y la trazabilidad del sistema. Su diseño permite una circulación eficiente de recursos, tanto internos como externos, y está equipada para cumplir con normativas de seguridad en el manejo de gases y componentes técnicos. Esta área incluye:

Zona de recepción de insumos, como agua tratada, repuestos, equipos de mantenimiento y elementos auxiliares. Almacén técnico, destinado a componentes eléctricos, sensores, válvulas y herramientas especializadas.

3.3.10.11 *Área administrativa*

La zona administrativa concentra las funciones de gestión, planificación y soporte documental, separando estratégicamente las actividades operativas de las tareas directivas. Incluye oficinas técnicas para supervisión y logística, una sala de reuniones equipada con sistemas de visualización de datos, y un área de atención externa para proveedores, clientes y auditorías, todo bajo protocolos de seguridad que garantizan un entorno eficiente y normado.

3.3.10.12 *Gerencia*

La zona de gerencia constituye el núcleo estratégico de toma de decisiones, desde donde se supervisa el cumplimiento de los objetivos operativos, económicos y normativos del sistema de electrólisis PEM. Su diseño facilita la coordinación y la gestión de alto nivel, integrando el despacho gerencial, una sala de planificación con acceso a indicadores clave, y un centro de articulación entre logística, control, mantenimiento y seguridad.

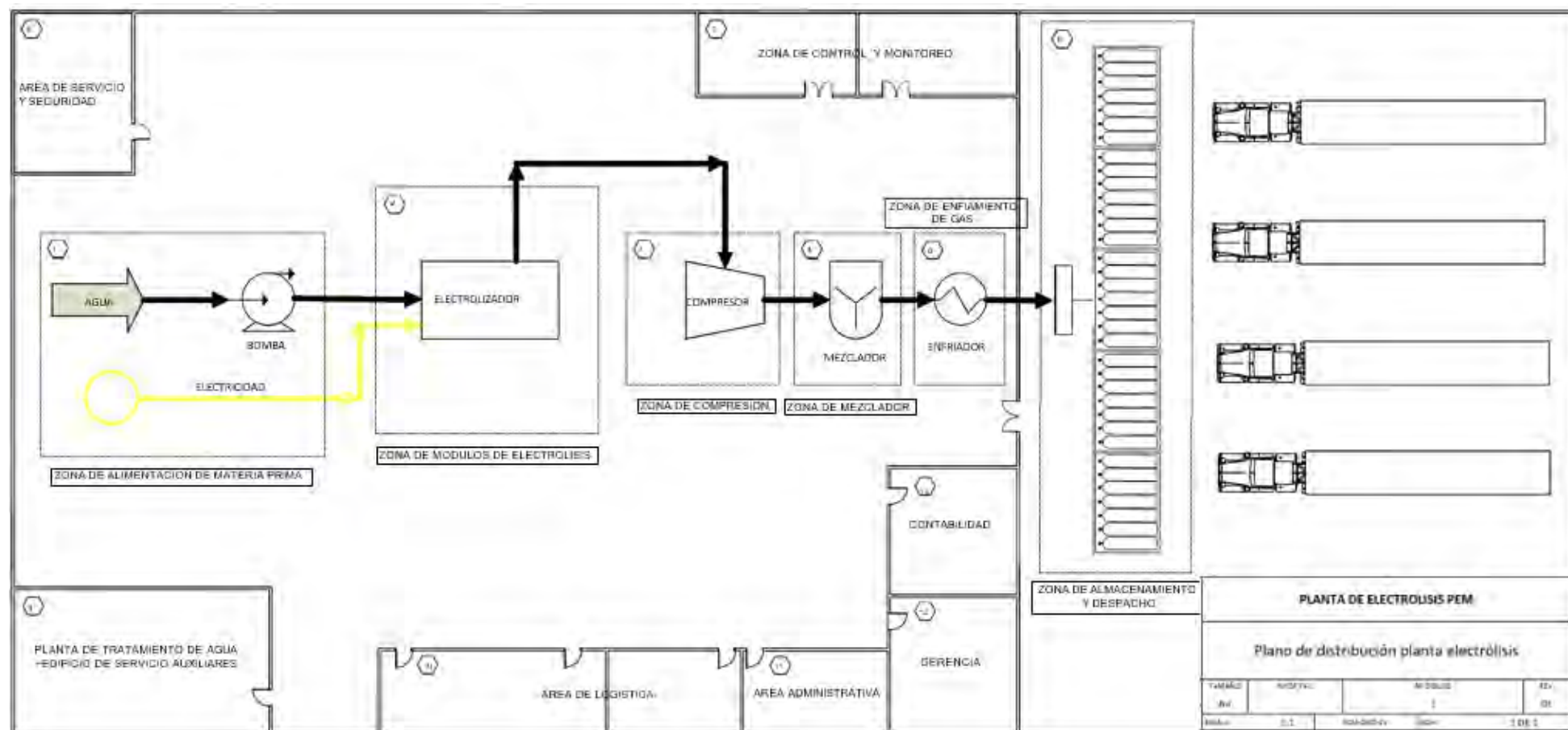
3.3.10.13 *Contabilidad*

La zona de contabilidad se encarga del registro, análisis y control financiero de las operaciones de la planta, asegurando la trazabilidad económica del proceso de producción de hidrógeno y el cumplimiento de obligaciones fiscales y contractuales. Incluye una oficina contable con sistemas integrados, un centro de registro de costos operativos, un área de auditoría, y un archivo fiscal para la gestión documental tributaria y presupuestal.

3.3.11 Planos de distribución de la planta PEM

Figura 18

Diseño de distribución de planta



CAPITULO IV

ESTUDIO DE LA ORGANIZACIÓN DEL PROYECTO DE HIDROGENO

4.1. *Aspectos generales de organización del proyecto*

El presente capítulo aborda la estructura organizativa de la planta considerada en este estudio de prefactibilidad para la inclusión del hidrógeno en la matriz energética nacional. Debido a que cada instalación posee características técnicas, escalas temporales y productivas distintas, se ha optado por desarrollar un análisis organizacional para la Planta de Electrolisis (PEM) proyectada para el 2030.

Esta segmentación permite diseñar estructuras administrativas y operativas ajustadas a la realidad específica de cada alternativa, asegurando así la coherencia del análisis técnico-económico con la capacidad organizacional requerida para su implementación y funcionamiento.

4.1.1 Estructura organizativa del proyecto

Tipo de propiedad: La Planta estará bajo propiedad privada, siendo promovida por un consorcio empresarial con interés en energías renovables. Esta forma de tenencia busca aprovechar la eficiencia y agilidad que brinda el sector privado en la toma de decisiones y ejecución de proyectos tecnológicos. Asimismo, se contempla la participación de financiamiento bancario, con el fin de respaldar la inversión de capital requerida para la implementación del proyecto.

Tipo de sociedad: Se propone que la planta opere bajo una Sociedad Anónima Cerrada (S.A.C.), lo cual facilita la participación de un grupo limitado de inversionistas y permite mantener el control estratégico del proyecto, además de cumplir con las exigencias legales y comerciales.

Tamaño de empresa: Dada las capacidades de producción y la inversión requerida, la Planta será catalogada como una empresa a gran escala. Esto la posiciona en un rango que combina dinamismo operativo con acceso a beneficios tributarios y financiamiento específicos.

4.1.1.1 Descripción de funciones:

De acuerdo con la Ley General de Sociedades del Perú (Ley N° 26887), las sociedades anónimas están estructuradas con órganos que permiten una gestión corporativa eficiente, asegurando el cumplimiento de los objetivos técnicos, económicos y legales del proyecto.

Junta General de Accionistas (JGA): Órgano supremo de la sociedad conformado por los accionistas, encargado de aprobar políticas estratégicas, planes de inversión y expansión. Supervisa el desempeño financiero y designa a la Gerencia General, garantizando la sostenibilidad técnica y económica del proyecto.

Gerencia general: Dirige la operación integral de la planta y supervisa el cumplimiento de los objetivos.

Contabilidad (unidad asesora): Es responsable del control contable, la elaboración y validación de estados financieros, la supervisión del cumplimiento tributario, y la auditoría de ingresos y egresos. Reporta directamente a la Gerencia General, garantizando transparencia financiera y soporte para la toma de decisiones estratégicas.

Administración: Gestiona los recursos humanos, finanzas, compras y relaciones institucionales.

Ventas: Promueve los productos generados (hidrógeno), busca clientes estratégicos en sectores como transporte, minería e industria, y propone estrategias de posicionamiento en el mercado energético nacional.

Operaciones: Supervisa los procesos de electrólisis mediante membranas PEM.

Producción: Se encarga de la fabricación del hidrógeno, optimizando procesos, gestionando recursos y asegurando la eficiencia operativa en la planta.

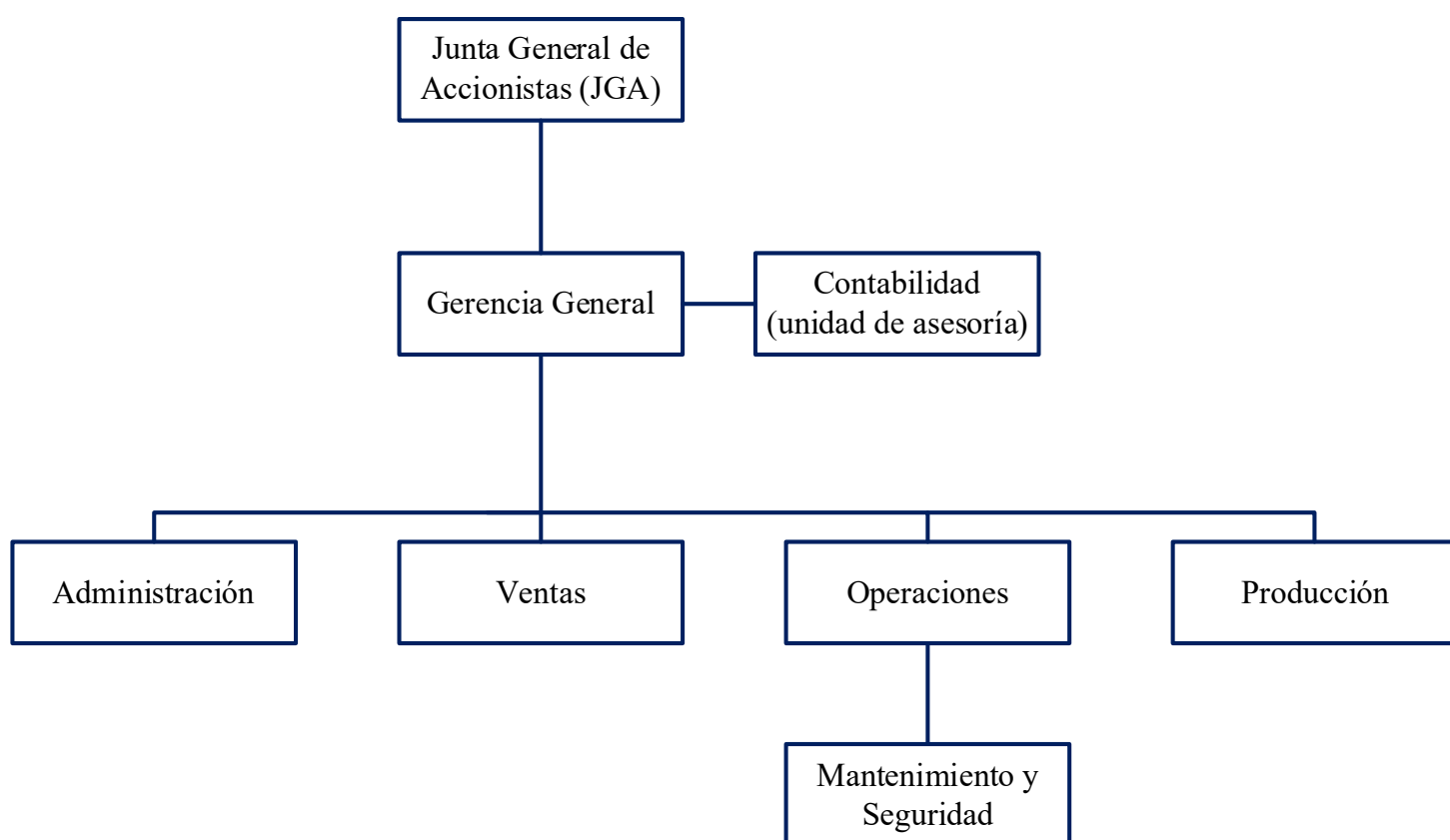
Mantenimiento y seguridad: Asegura el correcto funcionamiento de los equipos y la aplicación de protocolos de seguridad industrial.

Jornada laboral: Se establecerán turnos rotativos de 8 horas para áreas operativas, asegurando funcionamiento continuo 24/7. Mientras que las áreas administrativas laborarán en horario diurno tradicional.

La Figura 19 muestra la disposición organizativa de la planta de producción PEM proyectadas para el año 2030.

Figura 19

Organigrama de la planta de producción



CAPITULO V

ESTUDIO TÉCNICO LEGAL DEL PROYECTO DE HIDROGENO

Este capítulo tiene como finalidad analizar el marco normativo vigente aplicable a la planta propuesta: una instalación de producción de hidrógeno basadas en tecnología de electrólisis PEM, proyectada para su entrada en operación en el año 2030. Este análisis garantiza que el proyecto se desarrolle dentro del marco legal y técnico que asegure la viabilidad, seguridad, sostenibilidad y cumplimiento ambiental.

5.1 Marco legal y normativo aplicable

5.1.1 Energía e hidrógeno

- **Ley N° 31992 – Ley de fomento del hidrógeno verde**

Esta normativa impulsa la promoción del hidrógeno verde en el Perú como componente estratégico dentro de las políticas de transición energética y desarrollo sostenible del país. Para la planta de electrólisis PEM 2030, esta ley sirve como sustento legal para promover su viabilidad, ya que el hidrógeno producido proviene de una fuente eléctrica renovable.

- **Política energética nacional del Perú al 2040:**

Este instrumento de planificación establece como meta la diversificación energética con énfasis en fuentes limpias y renovables. El desarrollo de la planta de producción de hidrógeno está en concordancia con estos objetivos, al representar una alternativa sostenible al uso de combustibles fósiles

- **Plan nacional de energías renovables**

Aunque no existe aún un plan consolidado con rango normativo, diversos lineamientos del Ministerio de Energía y Minas impulsan el desarrollo de fuentes renovables, incluyendo el hidrógeno como vector energético del futuro. La planta de electrólisis, al utilizar electricidad proveniente de energía solar fotovoltaica, se alinea con estos lineamientos estratégicos al contribuir a la descarbonización del sistema energético nacional.

5.1.2 Normativa ambiental

- **Ley N° 26221 – Ley orgánica de hidrocarburos**

La ley exige que las instalaciones deben contar con la autorización correspondiente emitida por la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) y cumplan con las disposiciones técnicas y de seguridad.

- **Ley N° 28611 – Ley general del ambiente**

Define el marco legal para la gestión ambiental en el Perú, bajo principios como la sostenibilidad, la prevención y la precaución. Esta ley exige que todo proyecto que pueda generar impactos ambientales disponga de un Instrumento de Gestión Ambiental (IGA), el cual puede ser una Declaración de Impacto Ambiental (DIA), un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) o un Informe Técnico Sustentatorio (ITS), según el tipo y magnitud del proyecto.

En ese marco, la planta de electrólisis PEM proyectadas para el año 2030, deberá cumplir con esta normativa, elaborando y presentando el IGA correspondiente ante la autoridad competente. Esto garantizará la identificación, evaluación y mitigación de las posibles repercusiones ambientales derivadas de su construcción y operación, alineando el desarrollo del proyecto con las metas nacionales de sostenibilidad y protección ambiental.

- **Reglamento de protección ambiental del subsector hidrocarburos:**

Aunque el hidrógeno no es un hidrocarburo, la planta de electrólisis PEM 2030 puede estar sujeta a ciertos lineamientos de este reglamento como referencia técnica, especialmente en aspectos relacionados con la gestión ambiental y seguridad operativa. Su aplicación contribuye a garantizar prácticas sostenibles en la producción de hidrógeno verde.

Seguridad y Transporte:

- **Reglamento de seguridad para GLP y GNC (aplicable por analogía):**

Dado que no existe aún un reglamento específico para hidrógeno en Perú, se aplicarán por analogía los estándares de seguridad establecidos para gases combustibles. La planta deberá implementar medidas para el almacenamiento seguro del hidrógeno en botellas tipo rack, garantizando condiciones seguras de presión, ventilación y transporte.

- **Reglamento nacional de edificaciones – Instalaciones mecánicas y de gases:**

Este reglamento será aplicable al diseño e instalación de sistemas de distribución de gases a presión. Servirá como base normativa para el dimensionamiento, instalación y mantenimiento de las redes internas de la planta, tanto en la etapa de producción como de almacenamiento del hidrógeno.

5.2 Permisos y licencias requeridas

Para la planta se requerirá:

5.2.1 Permisos ambientales:

- Certificación ambiental otorgada por el Ministerio de Energía y Minas o autoridad sectorial pertinente.

- Aprobación del Instrumento de Gestión Ambiental (IGA): DIA, ITS o EIA, según el nivel de impacto.

5.2.2 Autorizaciones sectoriales:

- Licencia de funcionamiento del Ministerio de Energía y Minas.
- En caso de que la planta genere electricidad como subproducto, se requerirá inscripción como generador ante el organismo regulador.

5.2.3 Permisos municipales:

- Licencia de edificación para la construcción de las instalaciones.
- Autorización de uso de suelo en función del plan urbano del distrito o provincia donde se ubique cada planta.

5.3 *Compatibilidad con normativa internacional*

Con el fin de asegurar la sostenibilidad y proyección comercial del proyecto a futuro, la planta considerará estándares y lineamientos internacionales como:

- **Directrices de la Agencia Internacional de Energía (IEA) y del Hydrogen Council:** Estas entidades promueven principios de sostenibilidad, optimización del uso de la energía y disminución de emisiones contaminantes, aplicables al desarrollo del hidrógeno como vector energético.
- **La ISO 14687:** Especifica los criterios de calidad del hidrógeno para su uso en el sector energético, asegurando los niveles adecuados de pureza, condiciones de seguridad y su adecuada operación en celdas de combustible e industrias usuarias.
- **Estándares de la Unión Europea (UE) y la OCDE:** Se tomarán como referencia técnica en caso de que se considere la exportación de hidrógeno o derivados, cumpliendo requisitos ambientales y de eficiencia exigidos por mercados internacionales.

CÁPITULO VI

ESTUDIO DEL IMPACTO AMBIENTAL DEL PROYECTO DE HIDROGENO

6.1 Características de los impactos ambientales del proyecto

El presente capítulo analiza los principales impactos ambientales derivados de la implementación de una planta de electrólisis PEM prevista para el año 2030.

Esta tecnología genera impactos diferenciados sobre los componentes ambientales: agua, suelo, aire, paisaje, flora, fauna, ruido, seguridad ocupacional y el contexto socioeconómico. A continuación, se presentan las principales características de estos impactos:

Planta PEM (2030): Produce hidrógeno mediante electrólisis del agua, utilizando electricidad proveniente de fuentes renovables, como la energía solar fotovoltaica. Al no emplear combustibles fósiles, esta tecnología no genera emisiones directas de gases de efecto invernadero, contribuyendo a la descarbonización del sistema energético nacional. Sin embargo, presenta ciertos impactos ambientales que deben ser considerados y gestionados adecuadamente

6.2 Análisis de la calidad del agua, aire, suelo, contaminación sonora(ruido)

6.2.1 Calidad del agua

Requiere agua desmineralizada para la electrólisis. Si se mantiene un sistema cerrado con tratamiento adecuado, no se generan vertimientos significativos. Riesgo bajo de contaminación hídrica.

6.2.2 Calidad del aire

La planta no genera emisiones durante la producción de hidrógeno. Al operar con electricidad proveniente de energía solar fotovoltaica, se elimina la generación de emisiones indirectas de CO₂ asociadas al consumo eléctrico, consolidando así un proceso completamente libre de carbono

6.2.3 Calidad del suelo

La etapa de construcción implica remoción de tierra y vegetación secundaria. El impacto puede ser mitigado mediante reforestación, delimitación de zonas de trabajo y manejo adecuado de residuos.

6.2.4 Contaminación sonora (ruido)

Durante construcción y operación se generan niveles de ruido por maquinaria, bombas y compresores. Son impactos temporales, mitigables mediante barreras acústicas y planificación de horarios de trabajo.

6.2.5 Paisaje

La infraestructura modifica la visual del entorno. La instalación debe considerar diseño armonioso, vegetación perimetral y ubicación en zonas industriales para minimizar el impacto.

6.2.6 Flora y fauna

El área presenta vegetación secundaria y fauna adaptada a ambientes intervenidos. Aun así, se deben proteger corredores ecológicos y evitar alteraciones innecesarias.

6.2.7 Aspectos socioeconómicos

- Generación de empleo local.
- Reducción progresiva en la dependencia de combustibles fósiles.

6.2.8 Seguridad y salud ocupacional

El principal riesgo está asociado a la manipulación del hidrógeno gaseoso, el cual es altamente inflamable y puede formar mezclas explosivas con el aire. Por ello, se requiere la implementación de sensores de detección de fugas, sistemas de ventilación adecuados, procedimientos de operación seguros y programas de capacitación continua para el personal.

En la tabla 39 se resume los principales impactos ambientales asociados a la implementación de una planta de electrólisis tipo PEM. Se identifican efectos sobre suelo, agua, aire, ruido, paisaje y biodiversidad, derivados de actividades como la construcción de infraestructura, el uso de recursos hídricos y energéticos, y la generación de residuos o emisiones indirectas.

Tabla 39

Tabla de identificación de impactos ambientales para la planta electrólisis PEM

Factor	Causa	Descripción	Efecto	Medida de Mitigación
Suelo	Construcción de infraestructura	Remoción de capa vegetal, movimientos de tierra	Compactación y erosión del suelo	Plan de manejo ambiental y reforestación
Agua	Uso de agua	Consumo de agua en el proceso de electrólisis	Reducción del recurso hídrico local	Uso eficiente del recurso y reciclaje de aguas
Aire	Uso de energía renovable	No se generan emisiones	Sin impacto significativo	Uso de energía solar fotovoltaica
Ruido	Maquinaria durante construcción	Sonido por bombas, compresores y equipos eléctricos	Molestias temporales a la comunidad	Barreras acústicas y horarios controlados
Paisaje	Infraestructura visible	Afectación visual del entorno urbano o rural	Alteración del paisaje	Diseño arquitectónico armonioso
Flora y Fauna	Alteración del terreno	Pérdida temporal de vegetación secundaria y fauna adaptada	Perturbación baja a moderada	Reforestación y monitoreo de biodiversidad
Socioeconómico	Empleo y uso de servicios básicos	Generación de empleo y posible tensión por agua y electricidad	Impacto positivo y posibles conflictos de uso	Gestión social y acuerdos con comunidad
Seguridad	Uso de hidrógeno	Riesgos por fugas, explosiones o incendios	Riesgos a personal operativo	Protocolos de seguridad, sensores, capacitación

Tabla 40*Clasificación de impactos ambientales para la planta de electrolisis PEM*

Factor	Descripción	Tipo de Impacto	Clasificación del Impacto
Suelo	Movimiento de tierra	Negativo	Temporal
Agua	Consumo de agua	Negativo	Controlable
Aire	Uso de energía solar	Negativo	Temporal
Ruido	Ruido de maquinaria	Negativo	Temporal
Paisaje	Afectación visual	Negativo	Moderado
Flora y Fauna	Alteración por obras	Negativo	Temporal
Socioeconómico	Generación de empleo	Positivo	Permanente
Seguridad	Riesgo por manejo de hidrógeno	Negativo	Controlable

El análisis de los aspectos ambientales indica que la planta de electrolisis PEM que se detalla en la tabla 40, presenta impactos ambientales menores y más controlables. Al utilizar electricidad proveniente de energía solar fotovoltaica, no produce emisiones directas ni indirectas de gases de efecto invernadero, lo que contribuye a la descarbonización del sistema energético nacional.

Los efectos sobre los componentes ambientales como el suelo, el agua y el aire son en su mayoría temporales, localizados y reversibles. Entre los posibles impactos se encuentran el consumo de agua en el proceso de electrolisis, la generación de residuos sólidos y el ruido asociado al funcionamiento de equipos auxiliares. No obstante, estos impactos pueden ser mitigados mediante medidas como la eficiencia hídrica, el manejo adecuado de residuos peligrosos y no peligrosos, y la implementación de barreras acústicas.

Adicionalmente, la planta de electrolisis PEM tiene un efecto positivo en el entorno socioeconómico local, al promover la generación de empleo calificado, incentivar la inversión en tecnologías limpias y fortalecer la cadena de valor del hidrógeno en el país.

Tabla 41

Matriz de Leopold PEM

0			Magnitud: 1-10 Importancia: 1-10		ACCIONES CON POSIBLES EFECTOS																			
			1. Instalación								2. Operación					3. Mantenimiento								
Valoración	Magnitud: 10 = Grande, 5= Mediano, 1 = Pequeña	Importancia 1= Nada, 10 =Alta	Remoción de Capa superficial	Traslado de Equipos	Descarga de materiales	Instalación de Equipos	Uso de Maquinarias en instalación	Total Acción	Consumo de agua/energía	Electrólisis	Almacenamiento de H2	Total Acción 2	Mantenimiento de equipos (pintura, limpieza)	Consumo de material escritorio	Afluencia de personal técnico	Generación de residuos sólidos	Transporte de Materiales	Total Acción 3	Total Acciones					
A. Características físicas y químicas	1. Tierra	Suelos	-3 5	-2 4	-2 4	-2 2	-1 2	-37	-1 3	-2 4	-1 3	-14	-2 3	-2 3	-1 2	-2 4	-1 2	-22	-73					
	2. Agua	Superficial y subterránea	-3 4	-2 4	-2 4	-2 2	-1 2	-34	-4 8	-5 8	-1 2	-74	-1 2	-1 1	-1 2	-2 3	-1 2	-11	-119					
	3.Aire	Calidad del aire (gases, partículas)	0 0	0 0	0 0	0 5	0 0	0	0 0	0 5	0 0	0	2 3	0 0	0 0	0 0	0 0	6 6	6					
B. Condiciones biológicas	1. Flora y Fauna	Árboles	-4 4	-1 2	0 0	0 0	0 0	-18	0 0	0 0	0 0	0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	-18					
		Áreas verdes	-5 4	-2 3	0 0	0 0	0 0	-26	0 0	0 0	0 0	0	-1 2	0 0	0 0	0 0	0 0	-2 0	-28					
		Vida Silvestre	-3 3	-1 2	0 0	0 0	0 0	-11	0 0	0 0	0 0	0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	-11					
C. Socioeconómico	1. Uso de la tierra	Área de salud	-1 3	-1 2	1 2	0 0	0 0	-3	-2 4	-5 7	-6 8	-91	1 2	0 1	1 2	0 0	0 0	4 0	-90					
		Área de uso recreativo	-3 4	-1 2	0 0	0 0	0 0	-14	0 0	0 0	0 0	0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	-14					
		Áreas en desuso	2 2	1 2	0 0	0 0	0 0	6	0 0	0 0	0 0	0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	6					
		Patrones culturales (estilo de vida)	0 1	0 1	0 1	0 0	0 0	0	0 1	0 1	-1 2	-2	0 1	0 1	-1 1	2 2	0 0	0 0	-2 12	-4 51				
	2. Aspectos culturales	Empleo	2 3	2 3	1 3	0 0	0 0	15	2 3	2 3	3 4	24	2 3	1 2	1 2	1 2	0 0	12	51					
		Salud y seguridad	-1 3	-1 2	0 0	0 0	0 0	-5	-2 3	-3 4	-2 5	-28	-2 4	-1 2	-3 5	-1 2	-2 2	-2 2	-27	-60				
		3. Facilidades y efectividades humanas	Red de transporte	-1 2	-1 2	0 0	0 0	0 0	-4	-2 3	-1 3	-2 3	-15	-1 2	0 1	0 1	0 1	-2 0	-2 2	-21				
	Manejo de residuos		-1 2	-2 1	0 0	0 0	0 0	-4	-1 2	-2 2	-1 2	-8	-2 1	-1 1	-1 1	-1 2	-1 2	-6	-18					
	Redes de servicios		-1 3	-1 2	0 0	0 0	0 0	-5	-2 2	-2 2	-3 2	-14	-2 3	-1 1	-1 1	-1 2	-1 2	-10	-29					
	TOTALES								-140				-222					-60	-422					

CAPITULO VII

ESTUDIO DE LA INVERSIÓN INICIAL Y FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO DE HIDROGENO

7.1 Inversión fija

Se considera inversión fija tangible a todos los bienes físicos esenciales para la ejecución de la planta de hidrógeno, incluyendo terrenos, edificaciones, maquinaria, equipos y su correspondiente instalación y montaje. En las tablas 42, 43 y 44 se presenta la estimación detallada de estos activos para la planta considerada en este estudio. Además, con el fin de prever posibles sobrecostos durante la ejecución del proyecto, se ha incluido un margen adicional del 5% sobre el monto total estimado para esta categoría.

7.1.1 Planta de electrólisis PEM – Año 2030

Tabla 42

Resumen de inversión fija tangible para maquinaria y equipos de producción planta PEM 2030.

Equipos y materiales					
Ítem	Detalle	Unidad	Cantidad	Costo unitario (\$)	Costo total (\$)
1. Terreno y construcción					
1.1	Terreno	m2	710,000.00	600, 00	426 000 000,00
1.2	Área construida	m2	568,000.00	8 000, 00	4 544 000 000,00
2. Maquinaria y equipos planta PEM					
2.1	Bomba	unidad	1	4 214 615,55	4 214 615,55
2.2	Calentador	unidad	1	123 688,88	123 688,88
2.3	Electrolizador	unidad	3	1 698 870 406,84	5 096 611 220,53
2.4	Compresor	unidad	3	167 298 564,36	501 895 693,07
2.5	Mixer	unidad	1	165 786,80	165 786,80
2.6	Cooler	unidad	1	143 004,35	143 004,35
2.7	Botellas rack	unidad	22	10 000,00	220 000,00
3. Maquinaria y equipos tratamiento de agua					
3.1	Bombas de alta presión	unidad	1	1 200 000,00	1 200 000,00
3.2	Filtración	unidad	1	2 000 000,00	2 000 000,00
3.3	Desoxidación	unidad	1	3 500 000,00	3 500 000,00
3.4	Módulos de ósmosis inversa	unidad	2	60 000 000,00	120 000 000,00
3.5	Celdas de electrodesionización	unidad	1	58 000 000,00	58 000 000,00
3.6	Bombas para suministro de agua	unidad	2	250 000,00	500 000,00
3.7	Tanques de almacenamiento de agua	unidad	2	1 500 000,00	3 000 000,00
Total					10 761 574 009,17

Fuente: Elaboración propia con base en (Hubert et al., 2024) y (Christensen, 2020).

Tabla 43*Resumen de inversión fija tangible para mobiliario de oficina y laboratorio Planta PEM**2030*

Ítem	Detalle	Unidad	Cantidad	Costo unitario (\$)	Costo total (\$)
1	Escritorio	unidad	55	67,20	3 696,24
2	Silla giratoria	unidad	90	69,89	6 290,32
3	Kit mesa de reuniones	unidad	6	403,23	2 419,35
4	Repisa para archivadores	unidad	6	80,65	483,87
5	Útiles de escritorio (paquete)	unidad	55	53,76	2 956,99
6	Uniforme y EPPs	unidad	90	161,29	14 516,13
7	Equipo de primeros auxilios	unidad	10	134,41	1 344,09
8	Computadora de escritorio	unidad	55	672,04	36 962,37
9	Minivan de carga (logística y transporte interno)	unidad	5	40 322,58	201 612,90
10	Impresora multifuncional	unidad	5	403,23	2 016,13
11	Microondas	unidad	5	134,41	672,04
12	Hervidora eléctrica	unidad	8	5 000,00	40 000,00
13	pH-metro digital	unidad	5	1 075,27	5 376,34
14	Detector portátil de fugas de H ₂	unidad	6	600,00	3 600,00
15	Sensor de conductividad para agua ultrapura	unidad	5	1 000,00	5 000,00
16	Densímetros	unidad	5	48,39	241,94
17	Laboratorio de calidad	unidad	1	840 000,00	840 000,00
18	Termómetros industriales	unidad	7	32,26	225,81
Total					1 167 414,52

Tabla 44*Resumen inversión fija tangible PEM 2030*

Ítem	Detalle	Costo total (\$)
1	Maquinaria y equipos de producción	10 761 574 009,17
2	Mobiliario de oficina	1 167 414,52
3	Imprevisto (5%)	538 137 071,18
Total		11 300 878 494,87

Nota: Las tablas 43 y 44 detallan la inversión fija tangible correspondiente a la planta PEM 2030, incluyendo los costos asociados a maquinaria y equipos de producción, así como al mobiliario de oficina. Además, se incorpora un margen adicional del 5% destinado a cubrir eventuales imprevistos.

7.2 Inversiones en activos fijos intangibles

La inversión fija intangible abarca aquellos gastos no materiales necesarios para la implementación del proyecto, como estudios técnicos, permisos legales, registros de propiedad intelectual y capacitación. Estos componentes resultan fundamentales para asegurar la viabilidad operativa, legal y técnica del proyecto.

En la tabla 45 se detalla la inversión intangible del escenario PEM 2030, con un total de 242 000,00 USD, destacando los estudios de preinversión y la capacitación como los rubros más representativos.

Tabla 45

Inversión fija intangible PEM 2030

Ítem	Detalle	Costo total (\$)
1	Estudios de preinversión	35 000,00
2	Permisos y formalización	12 000,00
3	Registros y/o patentes (INDECOPI)	15 000,00
4	Estándares y certificaciones	150 000,00
5	Capacitación	30 000,00
Total		242 000,00

Fuente: Elaboración propia con base en (Ministerio de Energía y Minas, 2025) e (INDECOPI, 2025).

7.3 Capital de trabajo

El capital de trabajo representa los recursos financieros necesarios para cubrir las operaciones del proyecto en el corto plazo, asegurando su funcionamiento continuo desde el inicio de actividades. Este concepto incluye principalmente los costos directos de producción, como la compra de insumos, costos indirectos de producción y gastos administrativos.

En el caso de una planta de producción de hidrógeno, el capital de trabajo es esencial para abastecer los primeros ciclos de operación, considerando el tiempo que transcurre entre la puesta en marcha y la estabilización del flujo de ingresos.

Tabla 46*Resumen de capital de trabajo PEM 2030*

ítem	Detalle	Unidad	Cantidad	Días del año	Costo unitario (\$)	Costo total (\$)
1	Costos directos de producción					
1.1	Agua (captación del mar)	m3/día	72 403,62	365	0,00063	16 649,21
1.2	Tratamiento de agua	m3/día	72 403,62	365	1,50	39 640 979,90
1.3	Energía renovable	kWh	26 816 154,17	365	0,07	685 152 738,96
1.4	Conexión directa de energía eléctrica	kWh	53 632 308,33	365	0,08	1 566 063 403,33
1.5	Mantenimiento de Electrolizadores	Unidad	3	12	32 258,06	1 161 290,32
1.6	Reemplazo de Membranas PEM (anual)	Unidad	3	1	322 580,65	967 741,94
2	Costos indirectos de producción					
2.1	Sistema de enfriamiento	Global	1	365	8 064,52	2 943 548,39
2.2	Seguridad industrial y equipos	Global	1	365	2 150,54	784 946,24
2.3	Seguro de instalaciones	Global	1	1	80 645,16	80 645,16
2.4	Limpieza técnica e industrial	Global	1	12	4 032,26	48 387,10
3	Gastos administrativos					
3.1	Comunicaciones y sistemas	Global	1	365	2 150,54	784 946,24
3.2	Transporte de personal	Global	1	365	3 225,81	1 177 419,35
3.3	Publicidad y relaciones publicas	Global	1	12	2 688,17	32 258,06
4	Costos de mano de obra					
4.1	Personal para la planta	Global	106	365	-	306 700,00
Total						2 299 161 654,20

Nota: Tal como se muestra en la tabla 46, el capital de trabajo anual asciende a 2 299 161 654,20 USD, e incluye los costos directos de producción (agua, energía eléctrica, mantenimiento y personal operativo), costos indirectos (seguridad, servicios auxiliares, limpieza), gastos administrativos (personal, comunicaciones y relaciones públicas) y costos de mano de obra (personal para la planta). Este valor garantiza la disponibilidad de recursos suficientes para asegurar la continuidad operativa del proyecto desde su arranque técnico.

El costo de mano de obra ha sido calculado considerando la estructura organizacional completa de la planta, incluyendo personal directivo, técnico, operativo y de apoyo. Se ha estimado un total de 106 trabajadores distribuidos en distintos turnos, con pagos mensuales diferenciados según el cargo y nivel de responsabilidad. El costo anual total asciende a \$306,700.00 USD, y forma parte integral del capital de trabajo requerido para garantizar la continuidad operativa del sistema de electrólisis PEM. Esta estimación contempla sueldos brutos y está alineada con estándares salariales del sector industrial en Perú.

Tabla 47

Estructura de personal y costo anual de mano de obra para la planta PEM

Cargo	N° de turnos	N° trabajadores	Pago mensual (\$)	Sueldo anual (\$/año)
Gerencia general	1	1	8 000,00	8 000,00
Secretaria general	1	1	700,00	700,00
Órgano de control institucional	1	1	5 000,00	5 000,00
Asesor financiero	1	1	5 000,00	5 000,00
Gerencia auditoría interna y riesgos	1	1	6 000,00	6 000,00
Gerencia administración y finanzas	1	1	7 000,00	7 000,00
Gerencia planeamiento y gestión	1	1	6 000,00	6 000,00
Gerencia legal	1	1	6 500,00	6 500,00
Gerencia gestión social	1	1	5 000,00	5 000,00
Gerencia ambiente, seguridad y salud ocupacional	1	1	6 000,00	6 000,00
Gerencia operaciones	1	1	7 500,00	7 500,00
Gerencia comercial	1	1	6 000,00	6 000,00
Gerencia cadena de suministro	1	1	5 000,00	5 000,00
Gerencia innovación, desarrollo y nuevos negocios	1	1	5 000,00	5 000,00
Jefe de planta	3	8	7 000,00	56 000,00
Jefe de laboratorio	1	1	4 500,00	4 500,00
Jefe de seguridad	1	3	6 000,00	18 000,00
Jefe de mantenimiento	1	3	6 000,00	18 000,00
Auxiliar de almacén	2	8	2 000,00	16 000,00
Auxiliar de producción	3	10	2 000,00	20 000,00
Auxiliar de despachos	3	3	2 000,00	6 000,00
Auxiliar de ventas	1	4	2 000,00	8 000,00
Supervisor de turno	3	3	2 500,00	7 500,00
Auxiliar contable	1	1	2 000,00	2 000,00
Operadores	3	48	1 500,00	72 000,00
Total				306 700,00

7.4 Inversión total del proyecto

7.4.1 Estructura de la inversión

7.4.1.1 Planta de electrólisis PEM – Año 2030

En la tabla 48 se detalla la composición de la inversión total estimada para el desarrollo de la planta PEM 2030, la cual asciende a \$ 13 600 282 149,07. El mayor componente corresponde a la inversión fija tangible, representando el 83,09% del total, principalmente debido a los gastos en infraestructura, equipamiento y montaje necesario para la implementación de la planta. Por otro lado, el capital de trabajo constituye el 16,91 %, destinado a cubrir costos operativos iniciales como materia prima, servicios, logística, entre otros. Finalmente, la inversión intangible representa un porcentaje marginal (0.00%), considerando aspectos legales, patentes y estudios previos requeridos para la formalización del proyecto.

Tabla 48

Resumen de inversión planta PEM 2030

ítem	Detalle	Costo total (\$)	Porcentaje
1	Inversión fija tangible	11 300 878 494,87	83,09%
2	Inversión fija Intangible	242 000,00	0,00%
3	Capital de trabajo	2 299 161 654,20	16,91%
Total		13 600 282 149,07	100,00%

7.4.2 Programa de inversión del proyecto

7.4.2.1 Planta de electrólisis PEM – Año 2030

La ejecución del programa de inversión para la planta PEM 2030 se ha planificado a lo largo de cinco años. Durante los tres primeros años se contempla la adquisición del terreno y el desarrollo de las obras de construcción. La compra de maquinaria, equipos y mobiliario está proyectada para los años cuarto y quinto. Por otro lado, los estudios de preinversión, así como los trámites relacionados con permisos y formalización, se llevarán a cabo en el primer año. El registro de patentes se realizará entre el tercer y cuarto año, mientras que las actividades de capacitación del personal están programadas para los dos últimos años. Finalmente, el capital de trabajo se aplicará en el quinto año, cubriendo los costos de operación, tanto directos como indirectos, así como los gastos administrativos.

Tabla 49

Resumen programa de inversión planta PEM 2030

ítem	Detalle	Años					Total
		1	2	3	4	5	
1	Inversión fija tangible						
1.1	Terreno y construcción	\$ 1 656 666 666,67	\$ 1 656 666 666,67	\$ 1 656 666 666,67		\$	4 970 000 000,00
1.2	Maquinaria y equipos				\$ 2 895 787 004,59	\$ 2 895 787 004,59	\$ 5 791 574 009,17
1.3	Mobiliario				\$ 583 707,26	\$ 583 707,26	\$ 1 167 414,52
1.4	Imprevistos (5%)	\$ 107 627 414,24	\$ 107 627 414,24	\$ 107 627 414,24	\$ 107 627 414,24	\$ 107 627 414,24	\$ 538 137 071,18
2	Inversión fija intangible						
2.1	Estudios de pre inversión	\$ 35 000,00				\$	35 000,00
2.2	Permisos y formalización	\$ 12 000,00				\$	12 000,00
2.3	Registros y/o patentes			\$ 7 500,00	\$ 7 500,00	\$	15 000,00
2.4	Capacitación					\$ 30 000,00	\$ 30 000,00
3	Capital de trabajo						
3.1	Costos directos de fabricación					\$ 2 293 002 803,66	\$ 2 293 002 803,66
3.2	Costos indirectos de fabricación					\$ 3 857 526,88	\$ 3 857 526,88
3.3	Gastos administrativos					\$ 1 994 623,66	\$ 1 994 623,66
3.4	Costos de mano de obra					\$ 306 700,00	\$ 306 700,00
Inversión Total							\$ 13 600 132 149,07

7.5 Estructura del financiamiento

7.5.1 Porcentaje de aporte en el financiamiento

7.5.1.1 Planta de electrólisis PEM – Año 2030

Para la planta PEM 2030, el esquema de financiamiento se ha definido con una participación mixta, en la que intervienen socios como entidades bancarias. El aporte de capital por parte de los socios representa el 40% del total requerido, equivalente a \$ 1 360 013 214,91. El 60% restante, correspondiente a \$ 8 160 079 289,44 será financiado por entidades bancarias, lo que constituye la base financiera sobre la cual se apoya el desarrollo de esta planta de electrólisis.

Tabla 50

Aporte de financiamiento Planta PEM 2030

ítem	Detalle	Porcentaje	Aporte (\$)
1	Socio 1	10%	1 360 013 214,91
2	Socio 2	10%	1 360 013 214,91
3	Socio 3	10%	1 360 013 214,91
4	Socio 4	10%	1 360 013 214,91
5	Entidades bancarias	60%	8 160 079 289,44
Total		100%	13 600 132 149,07

7.5.1.2 Planta financiamiento de la inversión y organización

7.5.1.3 Planta de electrólisis PEM – Año 2030

Para la planta PEM 2030, la inversión total asciende a \$ 15 763 230 658,15 con un esquema de financiamiento mixto compuesto por un 40 % de aporte de capital de los socios (\$ 6 305 292 263,26) y un 60 % de financiamiento bancario (\$ 9 457 938 394,89).

Tabla 51

Resumen financiamiento de proyecto Planta PEM 2030

ítem	Detalle		Total		Socio 1 (10%)		Socio 2 (10%)		Socio 3 (10%)		Socio 4 (10%)		Entidades bancarias (60%)
1	Inversión fija tangible	\$	11 300 878 494,87	\$	1 130 087 849,49	\$	1 130 087 849,49	\$	1 130 087 849,49	\$	1 130 087 849,49	\$	6 780 527 096,92
1.1	Terreno y construcción	\$	4 970 000 000,00	\$	497 000 000,00	\$	497 000 000,00	\$	497 000 000,00	\$	497 000 000,00	\$	2 982 000 000,00
1.2	Maquinaria y equipos	\$	5 791 574 009,17	\$	579 157 400,92	\$	579 157 400,92	\$	579 157 400,92	\$	579 157 400,92	\$	3 474 944 405,50
1.3	Mobiliario	\$	1 167 414,52	\$	116 741,45	\$	116 741,45	\$	116 741,45	\$	116 741,45	\$	700 448,71
1.4	Imprevistos	\$	538 137 071,18	\$	53 813 707,12	\$	53 813 707,12	\$	53 813 707,12	\$	53 813 707,12	\$	322 882 242,71
2	Inversión fija intangible	\$	92 000,00	\$	9 200,00	\$	9 200,00	\$	9 200,00	\$	9 200,00	\$	55 200,00
2	Estudios de pre inversión	\$	35 000,00	\$	3 500,00	\$	3 500,00	\$	3 500,00	\$	3 500,00	\$	21 000,00
2.2	Permisos y formalización	\$	12 000,00	\$	1 200,00	\$	1 200,00	\$	1 200,00	\$	1 200,00	\$	7 200,00
2.3	Registros y/ o patentes	\$	15 000,00	\$	1 500,00	\$	1 500,00	\$	1 500,00	\$	1 500,00	\$	9 000,00
2.4	Capacitación	\$	30 000,00	\$	3 000,00	\$	3 000,00	\$	3 000,00	\$	3 000,00	\$	18 000,00
3	Capital de trabajo	\$	2 298 854 954,20	\$	229 885 495,42	\$	229 885 495,42	\$	229 885 495,42	\$	229 885 495,42	\$	1 379 312 972,52
3.1	Costos directos de Producción	\$	2 293 002 803,66	\$	229 300 280,37	\$	229 300 280,37	\$	229 300 280,37	\$	229 300 280,37	\$	1 375 801 682,19
3.2	Costos indirectos de Fabricación	\$	3 857 526,88	\$	385 752,69	\$	385 752,69	\$	385 752,69	\$	385 752,69	\$	2 314 516,13
3.3	Gastos administrativos	\$	1 994 623,66	\$	199 462,37	\$	199 462,37	\$	199 462,37	\$	199 462,37	\$	1 196 774,19
3.4	Costos administrativos	\$	306 700,00	\$	306 700,00	\$	306 700,00	\$	306 700,00	\$	306 700,00	\$	184 020,00
Total		\$	13 599 825 449,07	\$	1 359 982 544,91	\$	1 359 982 544,91	\$	1 359 982 544,91	\$	1 359 982 544,91	\$	8 159 895 269,44

7.6 COSTOS E INGRESOS

7.6.1 Egresos

7.6.1.1 Costos directos

Los costos directos corresponden a aquellos gastos que pueden ser identificados de forma específica y medible, proceso, producto o servicio dentro del proyecto. Estos costos se asignan directamente a elementos esenciales como materiales, mano de obra directa, equipos y servicios contratados que participan directamente en la ejecución del proyecto.

Tabla 52

Costos directos de la planta PEM 2030

ítem	Detalle	Unidad	Cantidad	Días del año	Costo unitario (\$)	Costo total anual (\$)
1	Agua (captación del río)	m3/día	72 403,62	365	0,0006	16 649,21
2	Tratamiento de agua	m3/día	72 403,62	365	1,50	39 640 979,90
3	Energía Renovable	kWh	26 816 154,17	365	0,07	685 152 738,96
4	Conexión directa de energía eléctrica	kWh	53 632 308,33	365	0,08	1 566 063 403,33
5	Mantenimiento de Electrolizadores	Unidad	3	12	32 258,06	1 161 290,32
6	Reemplazo de Membranas PEM (anual)	Unidad	3	1	322 580,65	967 741,94
Total					354 840,36	2 293 002 803,66

Nota: La tabla 52, presenta los costos directos asociados al funcionamiento anual de una planta de electrólisis PEM. Estos costos reflejan aquellos gastos indispensables que pueden atribuirse de forma específica al proceso productivo del hidrógeno, sin requerir asignaciones indirectas. Se observa que el componente más significativo dentro de los costos directos es el consumo de energía, con un total anual de USD 1 566 063 403,33 equivalente a aproximadamente el 68.3 % del costo total directo.

7.6.1.2 Costos indirectos

Los costos indirectos son aquellos que no se relacionan directamente con la producción, pero que son necesarios para el funcionamiento de la planta. Incluyen gastos administrativos, seguridad, licencias, seguros, servicios generales y mantenimiento no específico.

Aunque representan una proporción menor frente a los costos directos, su correcta estimación es clave para evaluar la viabilidad económica total del proyecto, especialmente en instalaciones a gran escala o sujetas a regulaciones ambientales.

Tabla 53

Costos indirectos planta PEM 2030

ítem	Detalle	Unidad	Cantidad diaria	Días del año	Costo unitario (\$)	Costo total anual (\$)
1	Sistema de enfriamiento	Global	1	365	8 064,52	\$ 2 943 548,39
2	Seguridad industrial y equipos	Global	1	365	2 150,54	\$ 784 946,24
3	Seguro de instalaciones	Global	1	1	80 645,16	\$ 80 645,16
4	Limpieza técnica e industrial	Global	1	12	4 032,26	\$ 48 387,10
Total					94 892,47	\$ 3 857 526,88

Nota: La tabla 53, muestra que los costos indirectos estimados para la planta PEM en 2030 ascienden a USD 3 857 526,88 anuales. Estos incluyen gastos en enfriamiento, seguridad, seguros y limpieza técnica, fundamentales para el soporte operativo de la instalación, aunque representan una fracción mínima del costo total del proyecto.

7.6.1.3 Costos administrativos

Los costos administrativos comprenden los gastos relacionados con la gestión y operación general de la planta, sin estar directamente ligados a la producción de hidrógeno.

Incluyen sueldos del personal administrativo, servicios contables, asesoría legal, licencias, suministros de oficina y otros gastos de gestión.

Aunque representan una porción menor del presupuesto total, son esenciales para el funcionamiento estructural y el cumplimiento normativo de la operación, especialmente para este tipo de proyectos de gran escala.

Tabla 54

Costos administrativos planta PEM 2030

ítem	Detalle	Unidad	Cantidad diaria	Días del año	Costo unitario (\$)	Costo total anual (\$)
1	Comunicaciones y sistemas	Global	1	365	2 150,54	\$ 784 946,24
2	Transporte de personal	Global	1	365	3 225,81	\$ 1 177 419,35
3	Publicidad y relaciones publicas	Global	1	365	2 688,17	\$ 32 258,06
Total					8 064,52	\$ 1 994 623,66

7.6.1.4 Costos financieros

Para el financiamiento del proyecto de la planta PEM, se ha previsto un préstamo bancario por un importe total de \$ 8 159 895 269,44. Este préstamo será amortizado en 96 pagos mensuales iguales, con un pago programado mensual de \$ 101 998 690,87, lo que equivale a un pago anual de \$ 1 223 984 290,42.

Tabla 55*Préstamo bancario*

RESUMEN DEL PRESTAMO	
Importe del préstamo	\$ 8 159 895 269,44
Tasa de interés anual	15,00%
Periodo del préstamo en años	8
Número de pagos por año	12
Pago programado mensual	\$ 101 998 690,87
Pago programado anual	\$ 1 223 984 290,42
Número de pagos programados	96
Número real de pagos	96
Importe total de intereses	\$ 9 791 874 323,33

7.6.1.5 Costos variables

Los costos variables son aquellos que varían según el nivel de actividad de la empresa.

La tabla 56, muestra estos costos anuales, incluyendo materia prima, insumos, energía eléctrica, seguridad industrial y limpieza industrial.

Tabla 56*Costos variables planta PEM 2030*

Año	Costos variables (\$)
2030	2 293 701 728,39
2031	2 305 170 237,03
2032	2 316 696 088,22
2033	2 328 279 568,66
2034	2 339 920 966,50
2035	2 351 620 571,33
2036	2 423 056 947,33
2037	2 435 172 232,07
2038	2 447 348 093,23
2039	2 459 584 833,69
2040	2 471 882 757,86
2041	2 611 286 644,33
2042	2 624 343 077,55
2043	2 637 464 792,94
2044	2 650 652 116,90

7.6.1.6 Costos fijos

En la planta PEM 2030, los costos fijos corresponden a aquellos gastos que se mantienen constantes sin importar el nivel de producción o avance tecnológico. Estos incluyen costos como alquileres de instalaciones, salarios del personal administrativo, seguros, mantenimiento de equipos y licencias. La correcta gestión de estos costos es fundamental para asegurar la estabilidad financiera y la viabilidad del proyecto.

Tabla 57

Costos fijos planta PEM 2030

Año	Costos fijos (\$)
2030	5 459 925,81
2031	5 459 925,81
2032	5 459 925,81
2033	5 459 925,81
2034	5 459 925,81
2035	5 459 925,81
2036	5 459 925,81
2037	5 459 925,81
2038	5 459 925,81
2039	5 459 925,81
2040	5 459 925,81
2041	5 459 925,81
2042	5 459 925,81
2043	5 459 925,81
2044	5 459 925,81

7.6.1.7 Presupuesto total de costos de producción

El presupuesto total de costos de producción anual agrupa todos los gastos necesarios para la producción de hidrógeno. Este presupuesto incluye tanto los costos fijos, que permanecen constantes independientemente del nivel de producción, como los costos variables, que fluctúan según el volumen producido.

Tabla 58

Resumen de costos totales de producción de la planta PEM 2030

Año	Costos de producción
2030	3 523 145 944,61
2031	3 534 614 453,25
2032	3 546 140 304,44
2033	3 557 723 784,88
2034	3 569 365 182,72
2035	3 581 064 787,56
2036	3 652 501 163,55
2037	3 664 616 448,29
2038	2 452 808 019,03
2039	2 465 044 759,50
2040	2 477 342 683,67
2041	2 616 746 570,14
2042	2 629 803 003,36
2043	2 642 924 718,75
2044	2 656 112 042,71

7.6.1.8 Costo unitario de producción

El costo unitario de producción representa el gasto total necesario para producir hidrógeno. Se calcula dividiendo el costo total de producción entre la cantidad de unidades producidas en un periodo determinado. En la planta PEM 2030, este indicador permite evaluar

la eficiencia operativa y comparar la competitividad entre las diferentes tecnologías y escalas de producción consideradas. A continuación, se muestra la fórmula para calcular el costo unitario:

$$CU = \frac{CT}{VP}; CT = CF + GAV + GIO \quad \text{Ecuación 17}$$

Dónde:

- CU: Costo unitario
- CT: Costo total
- CF: Costos de fabricación
- GAV: Gastos de administración y ventas
- GIO: Gastos indirectos de operación
- VP: Volumen de producción

Tabla 59

Costo unitario de producción planta PEM 2030

Año	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Costo unitario (\$/kg)	1,50	1,50	1,51	1,51	1,52	1,52

En el escenario proyectado al año 2030, el costo unitario de producción de hidrógeno mediante electrólisis tipo PEM se estima en 1,51 USD/kg, incrementándose progresivamente hasta alcanzar 1,52 USD/kg en 2035, lo que representa una tasa de crecimiento promedio anual de 0,40 %. Esta variación se atribuye al comportamiento ascendente de los costos variables, principalmente el precio de la energía eléctrica, así como a los gastos de operación y mantenimiento asociados al funcionamiento continuo de los electrolizadores.

Este aumento, aunque moderado, se mantiene dentro de rangos competitivos respecto a otras tecnologías de producción de hidrógeno. Además, refleja la necesidad de optimizar la eficiencia energética, reducir los costos de componentes críticos como membranas y electrodos, y aprovechar economías de escala. En conjunto, estos factores son clave para asegurar la viabilidad económica del hidrógeno y su contribución a los objetivos de descarbonización en el marco de la transición energética.

7.7 Ingresos

El ingreso total del proyecto proviene de la venta de hidrógeno producido a través del proceso tecnológico definido (PEM). Este ingreso se calcula multiplicando el precio de venta por kilogramo por el volumen total de hidrógeno producido y comercializado anualmente. Tal como se ha determinado en el estudio de mercado, el hidrógeno se comercializará a un precio de referencia establecido según el escenario evaluado.

7.7.1 Ingresos por venta del hidrógeno

En la tabla 60 se presenta un resumen de los ingresos anuales esperados en función del volumen de producción y el precio proyectado por kilogramo de hidrógeno para cada el escenario tecnológico (PEM).

Tabla 60*Resumen de ingresos obtenidos por ventas para la planta PEM 2030*

Año	Unidades de producción (kg/año)	Precio de venta del hidrogeno (\$/kg)	Ingreso por ventas (\$)
2030	2 349 095 170,59	2,41	5 683 214 521,99
2031	2 349 095 170,59	2,41	5 683 214 521,99
2032	2 349 095 170,59	2,41	5 683 214 521,99
2033	2 349 095 170,59	2,41	5 683 214 521,99
2034	2 349 095 170,59	2,41	5 683 214 521,99
2035	2 349 095 170,59	2,41	5 683 214 521,99
2036	2 349 095 170,59	2,41	5 683 214 521,99
2037	2 349 095 170,59	2,41	5 683 214 521,99
2038	2 349 095 170,59	2,41	5 683 214 521,99
2039	2 349 095 170,59	2,41	5 683 214 521,99
2040	2 349 095 170,59	2,41	5 683 214 521,99
2041	2 349 095 170,59	2,41	5 683 214 521,99
2042	2 349 095 170,59	2,41	5 683 214 521,99
2043	2 349 095 170,59	2,41	5 683 214 521,99
2044	2 349 095 170,59	2,41	5 683 214 521,99

7.8 Punto de equilibrio

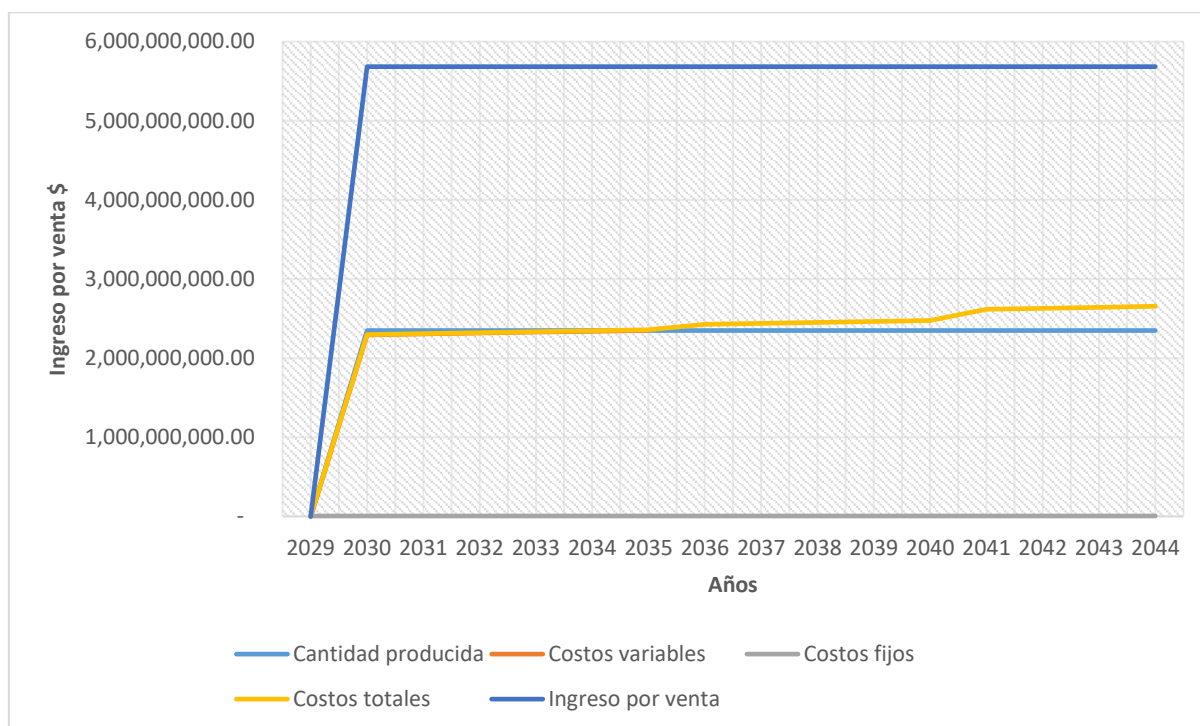
El punto de equilibrio representa el nivel de producción a partir del cual los ingresos generados por la venta del hidrógeno cubren exactamente los costos totales del proyecto, sin incurrir en pérdidas ni generar beneficios. Este análisis permite determinar la viabilidad mínima que debe alcanzar el proyecto para evitar resultados financieros negativos (Bracamonte & Osorio, 2011).

Tabla 61*Punto de equilibrio durante el horizonte de la planta PEM 2030*

Años	Cantidad producida	Costos variables (\$)	Costos fijos (\$)	Costos totales (\$)	Ingreso por venta (\$)
2029	-	-	5 459 925,81	5 459 925,81	-
2030	2 349 095 170,59	2 293 701 728,39	5 459 925,81	2 299 161 654,20	5 683 214 521,99
2031	2 349 095 170,59	2 305 170 237,03	5 459 925,81	2 310 630 162,84	5 683 214 521,99
2032	2 349 095 170,59	2 316 696 088,22	5 459 925,81	2 322 156 014,02	5 683 214 521,99
2033	2 349 095 170,59	2 328 279 568,66	5 459 925,81	2 333 739 494,46	5 683 214 521,99
2034	2 349 095 170,59	2 339 920 966,50	5 459 925,81	2 345 380 892,31	5 683 214 521,99
2035	2 349 095 170,59	2 351 620 571,33	5 459 925,81	2 357 080 497,14	5 683 214 521,99
2036	2 349 095 170,59	2 423 056 947,33	5 459 925,81	2 428 516 873,14	5 683 214 521,99
2037	2 349 095 170,59	2 435 172 232,07	5 459 925,81	2 440 632 157,87	5 683 214 521,99
2038	2 349 095 170,59	2 447 348 093,23	5 459 925,81	2 452 808 019,03	5 683 214 521,99
2039	2 349 095 170,59	2 459 584 833,69	5 459 925,81	2 465 044 759,50	5 683 214 521,99
2040	2 349 095 170,59	2 471 882 757,86	5 459 925,81	2 477 342 683,67	5 683 214 521,99
2041	2 349 095 170,59	2 611 286 644,33	5 459 925,81	2 616 746 570,14	5 683 214 521,99
2042	2 349 095 170,59	2 624 343 077,55	5 459 925,81	2 629 803 003,36	5 683 214 521,99
2043	2 349 095 170,59	2 637 464 792,94	5 459 925,81	2 642 924 718,75	5 683 214 521,99
2044	2 349 095 170,59	2 650 652 116,90	5 459 925,81	2 656 112 042,71	5 683 214 521,99

Figura 20

Punto de equilibrio PEM 2030



El análisis económico del escenario PEM 2030 muestra que el proyecto supera ampliamente su punto de equilibrio desde el primer año de operación. Con una producción anual de 2 349 millones de unidades de hidrógeno por año y un punto de equilibrio estimado en 3,78 millones de unidades, la planta opera con un margen financiero considerable.

aunque los costos variables aumentan progresivamente cada año (partiendo de aproximadamente 2 299 millones de dólares en 2030), los ingresos por venta se mantienen constantes en torno a 5 683 millones de dólares anuales, cifra que se ubica muy por encima de los costos totales, los cuales oscilan entre 2 299 millones y 2,656 millones de dólares en el periodo analizado. Esta diferencia asegura una rentabilidad sostenida del proyecto, reflejando una operación económicamente viable y con suficiente margen para absorber eventuales variaciones en los precios de venta o en los costos operativos.

CAPITULO VIII

EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DEL PROYECTO DE HIDROGENO

La evaluación integral del proyecto contempla el uso de indicadores financieros clave tales como el Valor Actual Neto (VAN), Valor Actual Neto Financiero (VANF), Tasa Interna de Retorno (TIR), Tasa Interna de Retorno Financiera (TIRF), relación Beneficio/Costo (B/C) y el Periodo de Recuperación del Capital (PRC). Para calcular dichos indicadores, se han proyectado los flujos de caja correspondientes tanto a nivel económico como financiero. En el caso de la evaluación económica, se considera una tasa de descuento que refleja el Costo de Oportunidad del Capital (COK). Para el análisis financiero, en cambio, se toma como base el Costo Promedio Ponderado de Capital (CPPC), lo que permite estimar el rendimiento esperado desde el punto de vista de los inversionistas. Ambos enfoques permiten medir la rentabilidad, eficiencia y sostenibilidad del proyecto en sus distintos escenarios tecnológicos.

8.1 Flujo de caja

Con la finalidad de determinar la viabilidad del proyecto, se elaboró el flujo de caja económico y financieros correspondientes al escenario tecnológico PEM 2030. Este flujo fue estructurado sobre la base de los ingresos estimados por venta de hidrógeno, así como de los egresos relacionados con la inversión inicial, costos de operación, mantenimiento y otros gastos recurrentes. En la tabla 61 se muestra el flujo de caja durante 15 años del proyecto.

Tabla 62

Flujo de caja del proyecto PEM 2030

AÑOS	0	2030 (\$)	2031 (\$)	2032 (\$)	2033 (\$)	2034 (\$)	2035 (\$)	2036 (\$)	2037 (\$)	2038 (\$)	2039 (\$)	2040 (\$)	2041 (\$)	2042 (\$)	2043 (\$)	2044 (\$)
INVERSIÓN	13 599 825 449,07															
INGRESOS POR VENTA		5 683 214 521,99	5 683 214 521,99	5 683 214 521,99	5 683 214 521,99	5 683 214 521,99	5 683 214 521,99	5 683 214 521,99	5 683 214 521,99	5 683 214 521,99	5 683 214 521,99	5 683 214 521,99	5 683 214 521,99	5 683 214 521,99	5 683 214 521,99	5 683 214 521,99
COSTOS VARIABLES		2 293 701 728,39	2 305 170 237,03	2 316 696 088,22	2 328 279 568,66	2 339 920 966,50	2 351 620 571,33	2 423 056 947,33	2 435 172 232,07	2 447 348 093,23	2 459 584 833,69	2 471 882 757,86	2 611 286 644,33	2 624 343 077,55	2 637 464 792,94	2 650 652 116,90
COSTO FIJOS		5 459 925,81	5 459 925,81	5 459 925,81	5 459 925,81	5 459 925,81	5 459 925,81	5 459 925,81	5 459 925,81	5 459 925,81	5 459 925,81	5 459 925,81	5 459 925,81	5 459 925,81	5 459 925,81	5 459 925,81
DEPRECIACIÓN		308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16
EGRESOS		2 608 045 601,35	2 619 514 109,99	2 631 039 961,18	2 642 623 441,62	2 654 264 839,46	2 665 964 444,30	2 737 400 820,29	2 749 516 105,03	2 761 691 966,19	2 773 928 706,66	2 786 226 630,82	2 925 630 517,29	2 938 686 950,51	2 951 808 665,90	2 964 995 989,87
SALDO ANTES DE IMPUESTOS		3 075 168 920,64	3 063 700 412,00	3 052 174 560,81	3 040 591 080,37	3 028 949 682,53	3 017 250 077,70	2 945 813 701,70	2 933 698 416,96	2 921 522 555,80	2 909 285 815,34	2 896 987 891,17	2 757 584 004,70	2 744 527 571,48	2 731 405 856,09	2 718 218 532,12
IMPUESTO A LA RENTA (29,5%)		907 174 831,59	903 791 621,54	900 391 495,44	896 974 368,71	893 540 156,35	890 088 772,92	869 015 042,00	865 441 033,00	861 849 153,96	858 239 315,52	854 611 427,89	813 487 281,39	809 635 633,59	805 764 727,55	801 874 466,98
SALDO DESPUES DE IMPUESTOS		2 167 994 089,05	2 159 908 790,46	2 151 783 065,37	2 143 616 711,66	2 135 409 526,18	2 127 161 304,78	2 076 798 659,70	2 068 257 383,96	2 059 673 401,84	2 051 046 499,81	2 042 376 463,27	1 944 096 723,31	1 934 891 937,89	1 925 641 128,54	1 916 344 065,15
DEPRECIACIÓN		308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16	308 883 947,16
FLUJO DE CAJA ECÓNOMICO	-13 599 825 449,07	2 476 878 036,21	2 468 792 737,61	2 460 667 012,53	2 452 500 658,82	2 444 293 473,34	2 436 045 251,93	2 385 682 606,85	2 377 141 331,11	2 368 557 349,00	2 359 930 446,97	2 351 260 410,43	2 252 980 670,47	2 243 775 885,05	2 234 525 075,70	2 225 228 012,30
PRÉSTAMO	8 159 895 269,44															
AMORTIZACION		1 223 984 290,42	1 223 984 290,42	1 223 984 290,42	1 223 984 290,42	1 223 984 290,42	1 223 984 290,42	1 223 984 290,42	1 223 984 290,42							
FLUJO DE CAJA FINANCIERO	-5 439 930 179,63	1 252 893 745,79	1 244 808 447,20	1 236 682 722,11	1 228 516 368,40	1 220 309 182,92	1 212 060 961,51	1 161 698 316,44	1 153 157 040,70	2 368 557 349,00	2 359 930 446,97	2 351 260 410,43	2 252 980 670,47	2 243 775 885,05	2 234 525 075,70	2 225 228 012,30

8.2 Costo de oportunidad de capital (C.O.K)

Para la evaluación económica del proyecto se ha aplicado el Costo de Oportunidad del Capital (COK) como tasa de corte aun en ausencia de financiamiento ajeno. El COK se estimó mediante el modelo de valoración de activos de capital (CAPM), definiendo una tasa libre de riesgo, una prima de mercado y un coeficiente beta representativo del riesgo del proyecto.

Con los parámetros definidos del flujo de caja, se obtuvo un COK de aproximadamente 20,0%, el cual se aplicó para descontar los flujos de caja económicos y calcular el Valor Actual Neto del proyecto desde la perspectiva empresarial.

8.3 Costo promedio ponderado de capital (CPPC)

Es una herramienta financiera que nos ayudara a comprender a calcular el costo de las fuentes de financiamiento y establecer la rentabilidad mínima esperada.

$$CPPC = \frac{D}{D + E} I(1 + Tax) + \frac{E}{D + E} COK \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde:

CPPC: Costo promedio ponderado de capital

D: Deuda 60%

E: Aporte propio 40%

Tax: Impuesto a la renta 7.93%

COK: Costo de oportunidad de capital 20%

I: Tasa de préstamo 15%

$$CPPC = \frac{60\%}{60\% + 40\%} 15\%(1 + 7.93\%) + \frac{40\%}{60\% + 40\%} 20\%$$

$$CPPC = 0.177137 = 17.71\%$$

8.4 Valor actual neto (VAN)

Es un indicador de rentabilidad que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros originados por una inversión, definiéndose como la diferencia entre los ingresos y egresos (incluida como egreso la inversión) a valores actualizados o la diferencia entre los ingresos netos y la inversión inicial. Cuando el VAN es positivo, el proyecto se considera rentable, ya que genera una ganancia neta sobre la inversión realizada. Por el contrario, un VAN negativo indica que el proyecto no recupera el capital invertido ni remunera adecuadamente el riesgo asumido.

$$VAN = \sum \frac{FBN}{(1+k)^n} - \sum \frac{I}{(1+k)^n}$$

Ecuación 19

- VAN: Valor actual neto
- FNB: Flujo de beneficio netos
- N: Vida útil del proyecto
- K: Tasa de descuento
- I: Inversiones desde el año cero

8.4.1 Valor actual neto económico (VANE)

El Valor Actual Neto Económico (VANE) es un indicador que estima la rentabilidad del proyecto desde una perspectiva operativa, sin considerar estructuras de financiamiento. Se obtiene al descontar los flujos netos de caja económicos a una tasa equivalente al Costo de Oportunidad del Capital (COK), reflejando el rendimiento mínimo exigido por el inversionista para comprometer recursos propios. Un VANE positivo indica generación de valor económico; uno negativo, pérdida de valor.

Tabla 63*Valor actual neto económico planta PEM 2030*

AÑOS	FLUJO DE CAJA ECONOMICO (\$)	TASA DE DESCUENTO	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO (\$)
0	-13 599 825 449,07	1,00	-13 599 825 449,07
1	2 476 878 036,21	1,16	2 138 927 492,41
2	2 468 792 737,61	1,34	1 841 058 177,26
3	2 460 667 012,53	1,55	1 584 627 428,86
4	2 452 500 658,82	1,80	1 363 876 024,94
5	2 444 293 473,34	2,08	1 173 844 450,67
6	2 436 045 251,93	2,41	1 010 261 947,41
7	2 385 682 606,85	2,79	854 383 295,31
8	2 377 141 331,11	3,23	735 167 886,51
9	2 368 557 349,00	3,74	632 567 492,82
10	2 359 930 446,97	4,34	544 269 013,35
11	2 351 260 410,43	5,02	468 281 044,24
12	2 252 980 670,47	5,81	387 484 873,20
13	2 243 775 885,05	6,73	333 248 500,60
14	2 234 525 075,70	7,80	286 592 882,91
15	2 225 228 012,30	9,03	246 459 820,34
TOTAL			1 224 881,75

8.4.2 Valor actual neto financiera (VANF)

El Valor Actual Neto Financiero representa la diferencia entre los beneficios y los costos financieros del proyecto, actualizados a una tasa de interés de 17% determinada durante 15 años de evaluación. Este indicador permite medir la rentabilidad financiera del proyecto desde la perspectiva del inversionista, considerando ingresos, egresos, aportes de capital.

Tabla 64*Valor actual neto financiera planta PEM 2030*

AÑOS	FLUJO DE CAJA FINACIERO (\$)	TASA DE DESCUENTO	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO (\$)
0	-5 439 930 179,63	1,00	-5 439 930 179,63
1	1 252 893 745,79	1,18	1 064 356 779,02
2	1 244 808 447,20	1,39	898 356 067,26
3	1 236 682 722,11	1,63	758 188 618,92
4	1 228 516 368,40	1,92	639 842 235,71
5	1 220 309 182,92	2,26	539 926 726,46
6	1 212 060 961,51	2,66	455 577 638,48
7	1 161 698 316,44	2,66	436 647 819,24
8	1 153 157 040,70	2,66	433 437 407,92
9	2 368 557 349,00	2,66	890 270 207,46
10	2 359 930 446,97	2,66	887 027 611,76
11	2 351 260 410,43	2,66	883 768 803,09
12	2 252 980 670,47	2,66	846 828 374,13
13	2 243 775 885,05	2,66	843 368 569,27
14	2 234 525 075,70	2,66	839 891 465,39
15	2 225 228 012,30	2,66	836 396 975,99
TOTAL			5 813 955 120,47

• **Escenario PEM 2030:** Como se muestra en las tablas 63 y 64, los valores de VANE y VANF para el escenario PEM 2030 son de \$ 1 224 881,75 y \$ 5 813 955 120,47 respectivamente. Por lo tanto, el proyecto es aceptado, ya que ambos indicadores resultan mayores a cero, indicando beneficios sostenidos a pesar de los mayores costos asociados a la etapa inicial de desarrollo de la tecnología PEM.

8.5 Tasa interna de retorno

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es aquella tasa de descuento que iguala el valor presente de los ingresos con la inversión inicial, haciendo que el valor actual neto sea (Arturo & Zamarron, 2012).

$$VPN = \frac{\sum FE}{(1+r)^t} - I_o = 0 \quad \text{Ecuación 20}$$

$$I_o = \frac{\sum FE}{(1+r)^t} \quad \text{Ecuación 21}$$

$$TIR = Ti + (Ts - Ti) \frac{VANi}{(VANi + VANs)} \quad \text{Ecuación 22}$$

Donde:

- Ti: Tasa de descuento inferior
- Ts: Tasa de descuento superior
- VANi: Valor actual neto inferior
- VANs: Valor actual neto superior

8.5.1 Tasa interna de retorno económico (TIRE)

La Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) representa la tasa de actualización que hace que el Valor Actual Neto Económico (VANE) sea igual a cero, permitiendo así evaluar la rentabilidad del proyecto a lo largo del tiempo. Para el presente caso, se consideraron los flujos de caja económicos y actualizados proyectados desde el año 0 al año 15, con el objetivo de calcular esta tasa de rentabilidad aplicando la función financiera correspondiente.

Tabla 65*Tasa interna de retorno económico planta electrolisis PEM 2030*

AÑOS	FLUJO DE CAJA ECONOMICO (\$)	FUJO DE CAJA ACTUALIZADO (\$)	TASA INTERNA DE RETORNO ECONOMICO
0	-13 599 825 449,07	-13 599 825 449,07	15,80%
1	2 476 878 036,21	2 138 891 502,86	
2	2 468 792 737,61	1 840 996 222,58	
3	2 460 667 012,53	1 584 547 441,49	
4	2 452 500 658,82	1 363 784 233,07	
5	2 444 293 473,34	1 173 745 698,59	
6	2 436 045 251,93	1 010 159 959,83	
7	2 385 682 606,85	854 282 669,55	
8	2 377 141 331,11	735 068 933,00	
9	2 368 557 349,00	632 471 707,17	
10	2 359 930 446,97	544 177 441,70	
11	2 351 260 410,43	468 194 379,39	
12	2 252 980 670,47	387 406 642,70	
13	2 243 775 885,05	333 175 613,95	
14	2 234 525 075,70	286 525 379,42	
15	2 225 228 012,30	246 397 623,75	

El resultado obtenido para la Tasa Interna de Retorno Económico de la planta de electrolisis PEM 2030 es de 15,80 %, lo que indica una alta rentabilidad y viabilidad económica para su implementación.

8.5.2 Tasa interna de retorno financiero (TIRF)

La Tasa Interna de Retorno Financiero (TIRF) es la tasa de descuento que iguala el valor presente de los beneficios financieros esperados con la inversión inicial, reflejando así el rendimiento máximo que puede obtener la empresa sin incurrir en pérdidas.

Tabla 66*Tasa interna de retorno financiero planta electrolisis PEM 2030*

AÑOS	FLUJO DE CAJA FINACIERO (\$)	FUJO DE CAJA ACTUALIZADO (\$)	TASA INTERNA DE RETORNO ECONOMICO
0	-5 439 930 179,63	-5 439 930 179,63	24,45%
1	1 252 893 745,79	1 006 720 258,31	
2	1 244 808 447,20	803 695 728,58	
3	1 236 682 722,11	641 566 964,75	
4	1 228 516 368,40	512 105 233,45	
5	1 220 309 182,92	408 735 832,90	
6	1 212 060 961,51	326 205 939,12	
7	1 161 698 316,44	251 220 645,37	
8	1 153 157 040,70	200 375 670,53	
9	2 368 557 349,00	330 700 616,87	
10	2 359 930 446,97	264 755 426,66	
11	2 351 260 410,43	211 953 681,94	
12	2 252 980 670,47	163 189 520,47	
13	2 243 775 885,05	130 589 675,71	
14	2 234 525 075,70	104 498 285,88	
15	2 225 228 012,30	83 616 699,10	

La Tasa Interna de Retorno Financiero (TIRF) de la planta de electrólisis PEM 2030 fue determinada mediante la función objetivo de Excel, igualando la suma de los flujos de caja a cero resultandos en un valor de 24,45 %. Este valor refleja una alta rentabilidad lo que indica que la inversión es atractiva para el empresario.

8.6 Relación beneficio- costo (B/C)

La relación beneficio-costo es un índice que se obtiene al dividir el total de los beneficios actualizados entre el total de los costos actualizados que se generan a lo largo del horizonte de evaluación del proyecto. Este indicador permite analizar la eficiencia económica de la inversión propuesta.

Tabla 67*Egresos e ingresos totales de la planta electrolisis PEM 2030*

AÑOS	TOTAL INGRESOS (\$)	TOTAL EGRESOS (\$)
0	-	13 599 825 449,07
1	5 683 214 521,99	4 430 320 776,20
2	5 683 214 521,99	4 438 406 074,79
3	5 683 214 521,99	4 446 531 799,88
4	5 683 214 521,99	4 454 698 153,59
5	5 683 214 521,99	4 462 905 339,07
6	5 683 214 521,99	4 471 153 560,48
7	5 683 214 521,99	4 521 516 205,55
8	5 683 214 521,99	4 530 057 481,29
9	5 683 214 521,99	3 314 657 172,99
10	5 683 214 521,99	3 323 284 075,02
11	5 683 214 521,99	3 331 954 111,56
12	5 683 214 521,99	3 430 233 851,52
13	5 683 214 521,99	3 439 438 636,94
14	5 683 214 521,99	3 448 689 446,29
15	5 683 214 521,99	3 457 986 509,69
TOTAL	85 248 217 829,86	73 101 658 643,95

Con base en los ingresos y egresos proyectados para la planta de electrólisis PEM 2030 se calculó la relación beneficio-costo (B/C) utilizando la fórmula:

$$\frac{B}{C} = \frac{TOTAL DE INGRESOS POR VENTAS}{TOTAL DE COSTOS TOTALES} \quad \text{Ecuación 23}$$

$$\frac{B}{C} = \frac{\$ 85\,248\,217\,829,86}{\$ 73\,101\,658\,643,95} = 1,17$$

El resultado obtenido fue una relación B/C de 1,17 lo que significa que, por cada dólar invertido en el proyecto, se generará una ganancia adicional de 0,17 dólares. Este valor refleja la rentabilidad y viabilidad económica del proyecto en el horizonte evaluado.

8.7 Periodo de recuperación de la inversión (PRI)

8.7.1 Planta de electrolisis PEM 2030

Considerando las utilidades proyectadas, se determinó que el periodo de recuperación de la inversión para la planta de electrolisis PEM 2030 es de aproximadamente de 6 años, 10 meses y 20 días. En la tabla 68 se presentan los datos utilizados para el cálculo de este indicador.

Tabla 68

Periodo de recuperación de capital de la planta de electrolisis PEM 2030

AÑOS	FLUJO DE CAJA ECONOMICO (\$)	BENEFICIOS ACTUALIZADOS (\$)	BENEFICIO ACUMULADO ACTUALIZADO (\$)
0	-13 599 825 449,07	-13 599 825 449,07	-13 599 825 449,07
1	2 476 878 036,21	2 138 927 492,41	-11 460 897 956,66
2	2 468 792 737,61	1 841 058 177,26	-9 619 839 779,40
3	2 460 667 012,53	1 584 627 428,86	-8 035 212 350,54
4	2 452 500 658,82	1 363 876 024,94	-6 671 336 325,60
5	2 444 293 473,34	1 173 844 450,67	-5 497 491 874,93
6	2 436 045 251,93	1 010 261 947,41	-4 487 229 927,52
7	2 385 682 606,85	854 383 295,31	-3 632 846 632,22
8	2 377 141 331,11	735 167 886,51	-2 897 678 745,70
9	2 368 557 349,00	632 567 492,82	-2 265 111 252,88
10	2 359 930 446,97	544 269 013,35	-1 720 842 239,54
11	2 351 260 410,43	468 281 044,24	-1 252 561 195,30
12	2 252 980 670,47	387 484 873,20	-865 076 322,10
13	2 243 775 885,05	333 248 500,60	-531 827 821,50
14	2 234 525 075,70	286 592 882,91	-245 234 938,59
15	2 225 228 012,30	246 459 820,34	1 224 881,75

$$\frac{15 - 14}{\$ 137 334 991,60 - (-\$ 117 598 831,19)} = \frac{14 - x}{\$ 137 334 991,60}$$

$$\text{Tiempo de recuperación} = 6,99$$

Por lo tanto, el tiempo de recuperación de inversión será de 6 años con 10 meses y 20 días.

CAPITULO IX

COSTO NIVELADO DEL HIDROGENO (LCOH)

El Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH) es un indicador fundamental en el sector energético, ya que permite determinar el costo promedio de producción de hidrógeno a lo largo de toda la vida útil de una planta, sin importar la tecnología utilizada (ya sea electrólisis, reformado de gas natural u otros métodos). Este parámetro integra todos los gastos vinculados al proyecto, desde la inversión inicial en infraestructura, hasta los costos de operación, mantenimiento, reemplazo de equipos y adquisición de insumos necesarios para la generación del hidrógeno.

El propósito principal del LCOH es proporcionar un valor único de referencia que facilite la comparación de la rentabilidad y competitividad entre diferentes vías de producción de hidrógeno, expresando el resultado en términos de costo por kilogramo generado. De esta manera, se convierte en una herramienta esencial para evaluar la viabilidad económica del proyecto frente a otras fuentes energéticas, además de orientar las decisiones de inversión y las estrategias de desarrollo tecnológico sostenible.

El cálculo del LCOH requiere un enfoque metodológico que contemple todos los costos a lo largo del ciclo de vida de la instalación. En primera instancia, se determina el Valor Presente de los Costos (PVC), que incluye la inversión inicial de capital, los gastos de operación y mantenimiento, así como los costos asociados al reemplazo de componentes. Estos valores deben actualizarse al presente mediante una tasa de descuento que represente tanto el costo del capital como el nivel de riesgo inherente al proyecto.

Posteriormente, se obtiene el costo anualizado del ciclo de vida (LCC), dividiendo el PVC entre un factor de anualización que distribuye dichos costos de manera uniforme a lo largo

de la vida operativa de la planta, considerando tanto la tasa de descuento como los años de funcionamiento previstos.

Finalmente, el LCOH se calcula dividiendo el costo anualizado del ciclo de vida entre la producción anual esperada de hidrógeno, expresándose matemáticamente como:

$$LCOH = \frac{\text{Coste anualizado del ciclo de vida (LCC)}}{\text{Produccion anual de hidrogeno}} \quad \text{Ecuación 24}$$

Donde el Costo Anualizado del Ciclo de Vida (LCC) se calcula a partir del Valor Presente de los Costes (PVC), que incluye:

$$LCC = \frac{\text{Capital} + \left(\frac{\text{Costo de reemplazo}}{(1+r)^{t_{\text{reemplazo}}}} \right) + \left(\text{Costos anuales} * \frac{1 - (1+r)^{-n}}{r} \right)}{\frac{1 - (1+r)^{-n}}{r}} \quad \text{Ecuación 25}$$

Donde:

- r es la tasa de descuento 20%
- n es la vida útil del proyecto 15 años
- t reemplazo es el año de reemplazo 1 año

Estos valores reflejan el costo total vinculado a la instalación, operación y mantenimiento de la planta durante todo su ciclo de vida, lo que permite efectuar el cálculo detallado del Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH). Considerando que la planta tiene una producción anual de 2 349 095 170,59 kg de hidrógeno, y aplicando los factores financieros y operativos correspondientes, se procede a determinar el valor promedio del costo de generación por kilogramo de hidrógeno:

- Capital inicial: \$ 13 600 132 149,07
- Costo de reemplazo: \$ 84 121 194,7
- Costos anuales: \$ 16 472 372 479,24

$$LCC = \frac{13\,600\,132\,149,07 + 84\,121\,194,7 + 16\,472\,372\,479,24}{4.67}$$

Por lo que:

$$LCOH = \frac{6\,449\,963\,058,17}{2\,349\,095\,170,59} = 2,75$$

El cálculo del Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH) efectuado para el presente proyecto arrojó un valor de 2,75 \$/kg, cifra que se sitúa dentro de los rangos actualmente considerados competitivos en el mercado. En el contexto industrial, los proyectos de hidrógeno de origen renovable procuran mantener su LCOH en un intervalo comprendido entre 2 y 6 \$/kg.

Este resultado reviste especial importancia, ya que demuestra que el proyecto no solo presenta viabilidad técnica, sino que además resulta económicamente competitivo frente a las demás alternativas de producción disponibles en el sector energético.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En el desarrollo de la Planta Electrolisis PEM 2030, se trabaja con estimaciones a futuro que suponen ciertos comportamientos esperados de las variables clave. No obstante, el entorno donde se implementará el proyecto es dinámico y puede generar cambios inesperados en aspectos como los precios, los costos de materia prima o los niveles de venta.

Ante esta incertidumbre, el análisis de sensibilidad se convierte en una herramienta fundamental, ya que permite evaluar cómo variaciones porcentuales en una o más variables pueden afectar los indicadores económicos del proyecto, tales como el VANE, VANF, TIRE, TIRF. Este proceso permite identificar hasta qué punto el proyecto puede soportar cambios en el entorno sin comprometer su rentabilidad y viabilidad.

10.1 Análisis de sensibilidad al precio de materia prima

El precio de la materia prima (agua) constituye una de las variables más relevantes en el análisis de sensibilidad aplicado a la planta PEM 2030 debido a su influencia directa en los costos operativos. Dado que se trata de un insumo utilizado en grandes volúmenes dentro del proceso productivo, cualquier variación en su precio puede generar un impacto considerable en la rentabilidad del proyecto. Por ello, su comportamiento representa un factor determinante en la evaluación económica, siendo esencial analizar cómo sus posibles fluctuaciones pueden afectar la viabilidad financiera de cada planta.

Tabla 69

Análisis de sensibilidad con respecto al precio del agua en la planta PEM 2030 VANE Y TIRE

Variación	Precio	VANE (\$)	TIRE
-40,00%	0,00038	1 209 479,66	15,802%
-25,00%	0,00047	1 215 255,44	15,802%
-12,00%	0,00055	1 220 261,12	15,802%
0,00%	0,00063	1 224 881,75	15,802%
20,00%	0,00076	1 232 582,79	15,802%
40,00%	0,00088	1 240 283,84	15,802%
60,00%	0,00101	1 247 984,89	15,802%

Tabla 70

Análisis de sensibilidad con respecto al precio del agua en la planta PEM 2030 VANF Y

TIRF

Variación	Precio	VANF (\$)	TIRF
-40,00%	0,000378	5 813 936 810,60	24,453%
-25,00%	0,000473	5 813 943 676,80	24,453%
-12,00%	0,000554	5 813 949 627,51	24,453%
0,00%	0,000630	5 813 955 120,47	24,453%
20,00%	0,000756	5 813 964 275,41	24,453%
40,00%	0,000882	5 813 973 430,35	24,453%
60,00%	0,001008	5 813 982 585,28	24,453%

Nota: El análisis de sensibilidad del proyecto PEM 2030 frente a variaciones en el precio del agua demuestra una baja sensibilidad. Tanto el VANE como el VANF presentan reducciones mínimas en toda la variación del precio, sin llegar a valores negativos. Las tasas TIRE y TIRF permanecen estables alrededor del 15,80% y 24,45%, indicando que el proyecto mantiene su rentabilidad incluso ante incrementos significativos en el costo del recurso hídrico

10.2 Análisis de sensibilidad al precio del producto terminado

El análisis de sensibilidad sobre esta variable resulta fundamental para la evaluación del proyecto, dado que los precios de venta establecidos se basan en el estudio de mercado realizado. Por lo tanto, el desempeño económico del proyecto podría ser significativamente afectado por las fluctuaciones en el precio de venta del producto.

En las tablas 71 y 72 se muestran las variaciones en los precios del producto terminado y sus respectivos indicadores financieros para la planta PEM 2030 incluyendo los valores actualizados y finales de VANE, VANF, TIRE y TIRF.

Tabla 71*Análisis de sensibilidad al precio del hidrogeno PEM 2030 VANE Y TIRE*

Variación	Precio	VANE (\$)	TIRE
-40,00%	1,452	-9 018 773 778,67	-2,151%
-25,00%	1,814	-5 636 274 281,02	5,863%
-12,00%	2,129	-2 704 774 716,38	11,320%
0,00%	2,419	1 224 881,75	15,802%
20,00%	2,903	4 511 224 211,96	22,649%
40,00%	3,387	9 021 223 542,17	29,075%
60,00%	3,871	13 531 222 872,38	35,280%

Tabla 72*Análisis de sensibilidad al precio del hidrogeno PEM 2030 VANF Y TIRF*

Variación	Precio	VANF (\$)	TIRF
-40,00%	1,452	-5 254 479 281,69	-5,560%
-25,00%	1,814	-1 103 816 380,88	6,846%
-12,00%	2,129	2 493 424 799,83	16,122%
0,00%	2,419	5 813 955 120,47	24,453%
20,00%	2,903	11 348 172 321,55	38,461%
40,00%	3,387	16 882 389 522,64	52,768%
60,00%	3,871	22 416 606 723,72	67,288%

En el análisis de sensibilidad del escenario PEM 2030 se observa que el proyecto presenta una alta rentabilidad proyectada y una buena capacidad de resistencia ante variaciones en el precio del hidrógeno. Con una reducción del 12 % en el precio, se obtiene aún un VANE negativo de aproximadamente 2 704 millones de dólares, acompañado de una TIRE del 11,32 %, valor que se mantiene por encima del costo de oportunidad.

No obstante, una caída más pronunciada del 40 % en el precio genera un VANE negativo cercano a 9 018 millones de dólares, lo cual vuelve inviable el proyecto. En contraste,

bajo condiciones favorables de mercado con incrementos de hasta un 60 % en el precio, el VANE supera los 13 531 millones de dólares y la TIRE alcanza el 35,28 %, evidenciando una excelente rentabilidad en escenarios optimistas.

En conclusión, el proyecto de electrolisis PEM 2030 presenta una amplia zona de viabilidad financiera y resulta muy atractivo si los precios del hidrógeno aumentan conforme a las proyecciones de largo plazo.

CONCLUSIONES

El análisis del mercado energético nacional evidenció que el consumo de combustibles fósiles en los sectores de transporte, industria y generación eléctrica mantiene una tendencia creciente, alcanzando cifras que superan los 53 mil barriles de gasolinas diarios y 132 mil barriles de diésel en 2024, consolidando su rol como las principales fuentes energéticas del país.

La proyección al 2030 confirma la necesidad de sustituir hasta un 30 % la demanda con hidrógeno, estableciendo un mercado potencial significativo para el H₂. Este contexto reafirma la viabilidad de introducir hidrógeno como vector energético estratégico, alineado con la transición hacia fuentes sostenibles y con los compromisos internacionales de descarbonización del Perú.

La evaluación multicriterio de localización determinó que la región de Moquegua presenta condiciones óptimas para la instalación de la planta PEM, gracias a su disponibilidad agua de mar, acceso a energía renovable fotovoltaica solar.

El tamaño de planta proyectado corresponde a una capacidad instalada de 2 349 095 171 kg/año de H₂, suficiente para sustituir el porcentaje de combustibles fósiles definido como meta inicial. El proceso productivo seleccionado es la electrólisis PEM, tecnología con una eficiencia aproximada del 80 %, diseño modular y rápida respuesta operacional, que la hace idónea para trabajar con fuentes renovables y escalar su producción.

El diseño de la planta contempla zonas diferenciadas para alimentación de materias primas, módulos de electrólisis, compresión, almacenamiento y control de procesos, permitiendo optimizar flujos, reducir costos operativos y asegurar estándares de seguridad industrial.

La modelación financiera del proyecto de electrolisis PEM 2030 muestra que el proyecto supera su punto de equilibrio en el primer año de operación, con ingresos anuales constantes de USD 5 683 214 521,99 y márgenes que garantizan sostenibilidad a largo plazo.

La estructura de inversión inicial, estimada en USD 13 600 millones, fue proyectada sobre un esquema de financiamiento privado con una relación deuda–capital de 60/40, aplicando un COK del 20 % y un CPPC de 17.7 %. Los resultados del flujo de caja económico y financiero validan que los ingresos por venta de hidrógeno superan ampliamente los costos fijos y variables, manteniendo la viabilidad incluso ante incrementos moderados de gastos operativos.

La evaluación de rentabilidad arrojó indicadores altamente positivos: un Valor Actual Neto Económico (VANE) superior a USD 1 224 881 millones y una Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE) del 15,80 %, lo que confirma la viabilidad del proyecto desde la perspectiva empresarial.

Desde el enfoque financiero, el VANF y la TIRF superan holgadamente los parámetros de corte, asegurando retorno competitivo para inversionistas. El análisis de sensibilidad demuestra que el proyecto mantiene su viabilidad con reducciones de precio del hidrogeno de hasta un 12 %, alcanzando aun así un VANE negativo de USD 2 704 millones y una TIRE del 11,32 %; incluso, escenarios de aumento de precio del hidrógeno de \$ 3,87 reflejan rentabilidades excepcionales (TIRE hasta 35,28%).

RECOMENDACIONES

Pasar a la etapa de factibilidad, se recomienda desarrollar un estudio integral que permita profundizar los análisis técnicos logísticos y financieros del proyecto incorporando evaluaciones de ingeniería de detalle.

REFERENCIAS

- ANA. (2022). Ministerio de Desarrollo Agrario y Riego Memoria anual.
- Arturo J. & Zamarrón C. (2012). Evaluación de Proyectos de Inversión. 1.
- Arredondo J. & Ramos M. (2020). Subastas en Plantas de Energía Solar Fotovoltaica y la Paridad de Red en el Perú. *TECNIA* 30(2) 27–32.
<https://doi.org/10.21754/tecnia.v30i2.567>
- Barbir F. (2013). PEM Electrolysis for Production of Hydrogen from Renewable Energy Sources. *Solar Energy* 78(5) 661–669.
- bp Statistical Review of World Energy. (2022). The Statistical Review of World Energy analyses The review is one of the most widely respected data on world energy markets from the prior year.
- Bracamonte L. & Osorio J. M. (2011). Identificación de Estrategias para la Optimización del Punto de Equilibrio en un Mundo Global.
<https://www.researchgate.net/publication/312539652>
- Chacaltana A. & Damián P. (2018). Método de evaluación aplicada a los negocios internacionales.
- Christensen A. (2020). Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis.
- CMNUCC. (2015). Acuerdo de París.
- Deloitte Touche Tohmatsu Limited. (2021). Hoja de Ruta de Transición Energética hacia un Perú sin emisiones 2030 - 2050.
- Enel Green Power. (2023). Estudio de operatividad para la conexión al sein del proyecto.

- Farràs P. Strasser P. & Cowan A. J. (2021). Water electrolysis: Direct from the sea or not to be? *Joule* 5(8) 1921–1923. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2021.07.014>
- Frank P. Incropera D. P. D. (2011). *Fundamentals of Heat and Mass Transfer*.
- Guarayo M. (2024). Optimización del reactor Gibbs R-100 dentro del proceso de obtención de hidrogeno a partir de gas natural
- Hubert M. Peterson D. Miller E. Vickers J. Mow DOE R. Klembara M. & Satyapal S. (2024). *Clean Hydrogen Production Cost Scenarios with PEM Electrolyzer Technology*.
- INDECOPI. (2025). Tarifario de tasas y servicios. https://www.gob.pe/institucion/indecopi/buscador?term=Tarifario+de+tasas+y+servicios&institucion=indecopi&topic_id=&contenido=&sort_by=none
- (IRENA). (2022). *Innovation trends in electrolyzers for hydrogen production*.
- Jhuesa Water Technologies. (2024). Parámetros de calidad del agua para electrolizadores. <https://jhuesa.com/necesidades-de-agua-asociadas-a-la-produccion-de-hidrogeno>.
- Llera Sastresa Ignacio Zabalza Bribián, E. (2011). *Hidrógeno: producción, almacenamiento y usos energéticos*.
- Manon Painchaud. (2024). Veolia Water Technologies. <https://www.latam.veoliawatertechnologies.com/es/media/prensa/petstar-acelera-su-camino-neutralidad-hidrica-veolia-mexico-marcando-30-anos-liderazgo>
- Matamoros J. & Pacheco A. (2019). *Simulación del proceso de producción de hidrogeno por reformado con vapor a partir del gas natural*.
- (MIDAGRI). (2024). Decreto Supremo N.o 015-2024-MIDAGRI. <https://busquedas.elperuano.pe/dispositivo/NL/2246610-7>.

- Millet P. Grigoriev S. & Fateev V. (2011). Electrochemical hydrogen generation by water electrolysis. In Hydrogen Production: Electrolysis. CRC Press.
- MINEM. (2023a). Anuario estadístico de hidrocarburos.
- MINEM. (2023b). Reporte de cumplimiento -política energética nacional del Perú 2010-2040 - final.
- Ministerio de Energía y Minas. (2025). Guía de Proyectos de inversión en Infraestructura 2024-2025.
- Nicolas Bedoya Olarte J. C. M. H. (2021). Evaluación de la producción de hidrógeno a partir de electrólisis de agua de mar utilizando energía renovable como fuente de energía eléctrica.
- OSINERGMIN. (2023). Reporte de resultados de gestión GRT.
- OSINERGMIN. (2024a). SCOP-Demanda Nacional de combustibles líquidos. 2024 5–6.
- OSINERGMIN. (2024b). SCOP-Demanda Nacional de GLP.
- OSINERGMIN. (2013). SCOP-Demanda total de diésel por departamento. 97–98.
- Renewable Energy Agency I. (2021). Green hydrogen supply: A guide to policy making. www.irena.org
- Turton R. Bailie R. C. Whiting W. B. Shaeiwitz J. A. & Bhattacharyya D. (2013). Analysis Synthesis and Design of Chemical Processes Fourth Edition.
- Wai Long Ng Cutipa F. P. L. H. A. P. (2019). Hidrogeología Hidrogeología de la Cuenca del Río Ilo-Moquegua (13172) Región Moquegua.

Wyczykier G. (2023). Senderos de la transición energética: el hidrógeno verde en la era del cambio climático. *Revista Temas Sociológicos* 31 453–484. <https://doi.org/10.29344/07196458.31.3164>

Yunus A. Cengel, A. J. G. (2015). *Heat and Mass Transfer*.

Zaccara A. Petrucciani A. Matino I. Branca T. A. Dettori S. Iannino V. Colla V. Bampaou M. & Panopoulos K. (2020). Renewable hydrogen production processes for the off-gas valorization in integrated steelworks through hydrogen intensified methane and methanol syntheses. *Metals* 10(11) 1–24. <https://doi.org/10.3390/met10111535>

APÉNDICE 1

DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA PEM 2030

DIMENSIONAMIENTO DE LA BOMBA

Tabla 1.1

Datos de operación para la bomba

Parámetro	Valor	Unidad
Caudal Volumétrico (Q)	3 017	m ³ /h
Presión de entrada (P1)	101,3	kPa
Presión de Salida (P2)	3 000	kPa
Temperatura de fluido (T)	25	° C
Densidad del fluido (ρ)	1 000	kg/ m ³
Eficiencia de la bomba (η)	75%	-

Cálculo de la altura de bombeo (H): La altura de bombeo es un parámetro esencial para seleccionar una bomba adecuada. Se calcula utilizando la ecuación de Bernoulli simplificada:

$$H = \frac{P_2 - P_1}{\rho g} + \frac{V_2^2 - V_1^2}{2g} + (z_2 - z_1) + h_f$$

Donde:

- P₁, P₂: Presión en succión y descarga, respectivamente (Pa o kPa).
- ρ: Densidad del fluido (kg/m³).
- g: Aceleración de la gravedad (9.81 m/s²).
- V₁, V₂: Velocidad del fluido en succión y descarga, respectivamente (m/s).
- z₁, z₂: Altura en succión y descarga, respectivamente (m).
- h_f: Pérdidas por fricción en las tuberías (si las hubiera) (m).

De acuerdo con los datos del proyecto:

- P1=101,3 kPa (presión de succión)
- P2=3 000 kPa (presión de descarga)

- Suponemos $z_1 \cong z_2$ (misma altura de entrada y salida)
- Se ignoran pérdidas por fricción en esta primera aproximación, porque las pérdidas representan una fracción menor frente al salto de presión considerado y por tanto no afectan la estimación inicial.

Por lo tanto:

$$H = \frac{(3\,000 - 101,3) \times 10^3}{1\,000 \times 9,81}$$

$$H = \frac{2\,898,7 \times 10^3}{9\,810} = 295,48 \text{ m}$$

Cálculo de la potencia hidráulica: La potencia requerida para el bombeo se calcula como:

$$P_h = \rho g Q H$$

Donde:

Q = Caudal volumétrico (m^3/s).

El caudal de diseño es $2\,413 \text{ m}^3/\text{h}$, convertido a m^3/s :

$$Q = \frac{2\,413}{3600} = 0,670 \text{ m}^3/\text{s}$$

Sustituyendo los valores:

$$P_h = 1\,000 \times 9,81 \times 0,670 \times 295,48$$

$$P_h = 1\,941\,271,64 \text{ W} = 1\,941,27 \text{ kW}$$

Cálculo de la potencia de la Bomba:

Considerando una eficiencia mecánica típica de $\eta=0,8$ (80 %),

$$P = \frac{P_h}{\eta}$$

$$P = \frac{2\,429,27}{0.8} = 3\,036,59 \text{ kW} = 4\,072,13 \text{ HP}$$

DIMENSIONAMIENTO DEL CALENTADOR

Tabla 1.2

Corriente de entrada

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura	25	°C
Presión	3 000	kPa
Caudal molar	$3,061 \times 10^6$	kmol/h
Entalpía molar	$-2,862 \times 10^5$	kJ/kmol
Flujo molar	$3,061 \times 10^6$	Kg/h

Tabla 1.3

Corriente de salida

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura	80	°C
Presión	2 970	kPa
Caudal molar	$3,061 \times 10^6$	kmol/h
Entalpía molar	$-2,862 \times 10^5$	kJ/kmol

Tabla 1.4*Parámetros de transferencia de calor*

Parámetro	Valor	Unidad
ΔT	55	°C
Caída de presión	30	kPa
Potencia térmica requerida	4.863×10^{10}	kJ/h

Corriente Caliente: Vapor de agua. Se utiliza una caldera que convierte agua en vapor comercial (presión 15 Kg/cm²), las temperaturas de la corriente caliente (vapor de agua) provienen de las condiciones termodinámicas de operación de la caldera y del balance de energía en el intercambiador de calor obtenido mediante el simulador Aspen Hysys V11.

- Temperatura de entrada 250 °C
- Temperatura de Salida 198 °C

Cálculo de la carga térmica

La carga térmica se obtiene con la ecuación:

$$Q = \dot{m}C_p\Delta T$$

Donde:

- Q es la carga térmica en kW o kJ/h
- Cp es la capacidad calorífica específica
- ΔT es el cambio de temperatura

Valor promedio del $C_p = 4.18$ kJ/kg. K (fluido es el agua)

$$Q = \dot{m}C_p\Delta T$$

$$Q = \left(3\,061\,000 \frac{kg}{h}\right) * \left(4,18 \frac{kJ}{kg \cdot K}\right) * (353,15 - 298,15)K$$

$$Q = 703\,723\,900 \frac{kJ}{h} = 195\,478,86 \text{ MW}$$

Cálculo del área de intercambio térmico

$$Q = UA\Delta T_m$$

Donde:

- U es el coeficiente global de transferencia de calor (kW/m². K).
- A es el área de intercambio térmico (m²).
- ΔT_m es la temperatura media logarítmica

Se estima U para un intercambiador de agua- vapor de agua (Yunus A. Cengel, 2015).

$$U \approx \frac{2\,500W}{m^2K} = 2.5 \text{ kW/m}^2K$$

Cálculo de la temperatura media logarítmica:

$$\Delta T_m = \frac{(T_{salida,caliente} - T_{entrada,frio}) - (T_{entrada,caliente} - T_{salida,frio})}{\ln \frac{(T_{salida,caliente} - T_{entrada,frio})}{(T_{entrada,caliente} - T_{salida,frio})}}$$

Sustituyendo:

$$\Delta T_m = \frac{(471,15 - 298,15) - (523,15 - 353,15)}{\ln \frac{(471,15 - 298,15)}{(523,15 - 353,15)}}$$

$$\Delta T_m = 172.81 \text{ K}$$

Cálculo del área requerida:

$$A = \frac{Q}{U \Delta T_m} = \frac{195\,478,86 \text{ KW}}{2.5 \frac{KW}{m^2K} * 172,81K} = 452,48 \text{ m}^2$$

DIMENSIONAMIENTO DEL ELECTROLIZADORES

El presente informe detalla el procedimiento para el dimensionamiento y estimación de costos de dos electrolizadores utilizado en la producción de hidrógeno. El análisis se basa en datos obtenidos del simulador de procesos y considera parámetros termodinámicos y cinéticos para definir el volumen y costo del equipo.

Energía Diaria Requerida

$$\text{Energía diaria (kWh)} = \frac{\text{Producción diaria de H}_2(\text{kg})}{\text{Eficiencia de producción}(\frac{\text{kg}}{\text{kWh}})}$$

$$\text{Energía diaria (kWh)} = \frac{6\,435\,877 \text{ kg}}{0.080 (\frac{\text{kg}}{\text{kWh}})}$$

$$\text{Energía diaria (kWh)} = 80\,448\,462,50 \text{ kWh}$$

Potencia Requerida

$$\text{Potencia (kW)} = \frac{\text{Energía diaria (kWh)}}{\text{Horas de operación (h)}}$$

$$\text{Potencia (kW)} = \frac{80\,448\,462,50 \text{ kWh}}{24 \text{ h}}$$

$$\text{Potencia (kW)} = 3\,352\,019 \text{ kW}$$

Potencia Requerida por Electrolizador

$$\text{Potencia por electrolizador(kW)} = \frac{\text{Potencia total (kWh)}}{\text{Número de electrolizadores}}$$

$$\text{Potencia por electrolizador(kW)} = \frac{3\,352\,019 \text{ kW}}{3} = 1\,117\,339 \text{ kW}$$

DIMENSIONAMIENTO DEL COMPRESOR

Para efectos del presente estudio, se realiza el dimensionamiento técnico de un compresor, considerando que el sistema opera con dos compresores de iguales características técnicas y condiciones de operación. Dado que ambos equipos trabajan en paralelo bajo los mismos parámetros de presión, temperatura, caudal y eficiencia, se considera suficiente el análisis de uno de ellos, siendo el segundo una réplica en términos de capacidad y diseño.

Esta simplificación no afecta la precisión del análisis, ya que los resultados obtenidos para un compresor pueden extrapolarse directamente al segundo, permitiendo calcular el requerimiento total del sistema mediante la duplicación de los valores obtenidos para un solo equipo.

Tabla 1.5

Corriente de entrada

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura	90	°C
Presión de entrada	2 970	kPa
Flujo másico	$1,021 \times 10^6$	kg/h
Flujo de calor	$8,116 \times 10^5$	kJ/h

Tabla 1.6

Corriente de salida

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura	130	°C
Presión de salida	35 000	kPa
Flujo másico	$1,021 \times 10^6$	kg/h
Flujo de calor	$2,458 \times 10^{11}$	kJ/h

Cálculo del trabajo requerido por el Compresor

Se utiliza la ecuación de compresión isotrópica:

$$W = \frac{n}{n-1} * \frac{RT_1}{M} * \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right]$$

Donde:

- n: Exponente politrópico (asumido 1.4 para hidrogeno), según lo indicado por (Llera Sastresa Ignacio Zabalza Bribián, 2011).
- R: Constante de gas (8.314 kJ/kmol.K)
- T1: Temperatura de entrada en Kelvin (363.15 K)
- P1: Presión de entrada (2 970 kPa)
- P2: Presión de salida (35 000 kPa)
- M: Peso molecular del hidrogeno (2.016 kg/kmol)

$$\text{Calculando: } W = \frac{1.4}{1.4-1} * \frac{8,314 \times 363,15}{2,016} * \left[\left(\frac{35\,000}{2\,970} \right)^{\frac{0.4}{1.4}} - 1 \right]$$

$$W = 5\,364,55 \text{ kJ/kg}$$

Cálculo de la Potencia del Compresor:

$$\text{Convertimos el flujo másico a kg/s: } \dot{m} = \frac{816\,283,08}{3600} = 226,7 \text{ kg/s}$$

La potencia ideal se calcula como

$$P_{\text{ideal}} = w \times \dot{m}$$

$$P_{\text{ideal}} = 5\,364,55 \times 226,7$$

$$P_{\text{ideal}} = 1\,216\,386,77 \text{ kW}$$

Considerando la Eficiencia:

$$P_{\text{real}} = \frac{P_{\text{ideal}}}{0.85} = \frac{1\,216\,386,77}{0.85}$$

$$P_{\text{real}} = 1\,431\,043,26 \text{ kW}$$

DIMENSIONAMIENTO DEL MIXER

Tabla 1.7

Datos de Operación para el Mixer

Parámetro	Valor	Unidad
Presión de Operación	2970	kPa
Temperatura de Operación	90	°C
Flujo másico de cada electrolizador	3,062 x10 ⁶	kg/h
Flujo volumétrico total (mezcla)	6 449	m ³ /h

Cálculo del diámetro del Mixer

$$Q = v \times A$$

Donde:

- Q: Flujo volumétrico total
- v: Velocidad de diseño (aprox. 20 m/s para gases)
- A: Área de la sección transversal del mixer

Conversión de unidades de m³/h a m³/s

$$Q = \frac{6\,449 \text{ m}^3/\text{h}}{3600 \text{ s/h}} = 1.79 \text{ m}^3/\text{s}$$

Cálculo del volumen del Mixer:

$$V_{\text{mixer}} = \frac{Q \cdot t}{\text{factor de eficiencia}}$$

Donde:

- t = es el tiempo de retención (5 min = 300 segundos)
- factor de eficiencia: 0.85

$$V_{\text{mixer}} = \frac{1.79 \frac{m^3}{s} \cdot 300 \text{ s}}{0.85}$$

$$V_{\text{mixer}} = 632,25 \text{ m}^3$$

DIMENSIONAMIENTO PARA EL ENFRIADOR

Tabla 1.8

Corriente de entrada

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura de entrada	130	°C
presión de entrada	35 000	kPa
Flujo másico	$3,062 \times 10^6$	Kg/h
Entalpia molar	$3,099 \times 10^6$	kJ/kmol

Tabla 1.9

Corriente de salida

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura de salida	25	°C
Presión de salida	35 000	kPa
Flujo másico	$3,062 \times 10^6$	Kg/h
Entalpia molar	$4,918 \times 10^5$	kJ/kmol

Tabla 1.10*Datos de Operación para el Enfriador*

Parámetro	Valor	Unidad
Variación de Temperatura	701.3	K
Coefficiente global de transferencia de calor	500	W/m ² k

Se utiliza agua de refrigeración.

- T: Entrada de la corriente frio: T: 15°C = 288.15 K
- T: Salida de la corriente Frio: T: 35 ° C = 308.15 K

Cálculo de la carga térmica

La carga térmica se obtiene con la ecuación:

$$Q = \dot{m}C_p\Delta T$$

Donde:

- Q es la carga térmica en kW o kJ/h
- Cp es la capacidad calorífica específica
- ΔT es la gradiente de temperatura

Valor promedio del $C_p = 14.3 \text{ kJ/kg.K}$ (hidrogeno)

$$Q = \left(3\,062\,000,00 \frac{\text{kg}}{\text{h}}\right) * \left(14.3 \frac{\text{kJ}}{\text{kg.K}}\right) * 701.3 \text{ K}$$

$$Q = 30\,707\,542\,580,00 \frac{\text{kJ}}{\text{h}} = 8\,529\,872,94 \text{ kW}$$

Cálculo del área del Enfriador

La ecuación fundamental para el dimensionamiento del intercambiador es:

$$Q = UA\Delta T_m$$

Donde:

- U es el coeficiente global de transferencia de calor ($\text{kW}/\text{m}^2 \cdot \text{K}$).
- A es el área de intercambio térmico (m^2).
- ΔT_m es la temperatura media logarítmica,

Se estima U para un intercambiador de hidrogeno, este estudio corresponde a una estimación representativa para intercambiadores de calor gas-agua bajo condiciones de régimen turbulento, respaldada por correlaciones de transferencia de calor (Frank P. Incropera, 2011).

$$U = 500 \text{ W}/\text{m}^2\text{K}$$

Cálculo de la temperatura media logarítmica:

$$\Delta T_m = \frac{(T_{\text{salida,caliente}} - T_{\text{entrada,frio}}) - (T_{\text{entrada,caliente}} - T_{\text{salida,frio}})}{\ln \frac{(T_{\text{salida,caliente}} - T_{\text{entrada,frio}})}{(T_{\text{entrada,caliente}} - T_{\text{salida,frio}})}}$$

Sustituyendo:

$$\Delta T_m = \frac{(298.15 - 288.15) - (403.15 - 308.15)}{\ln \frac{(298.15 - 288.15)}{(403.15 - 308.15)}}$$

$$\Delta T_m = 37,76 \text{ K}$$

Cálculo del área requerida:

$$A = \frac{Q}{U \Delta T_m} = \frac{8\,529\,872,94 \text{ kW}}{\left(500 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \cdot \text{K}\right) * (37.76 \text{ K})} = 451,84 \text{ m}^2$$

DIMENSIONAMIENTO ALMACENAMIENTO (BOTELLAS DE RACK)

Tabla 1.11

Datos de Operación para las Botellas de Rack

Parámetro	Valor	Unidad
Presión de Almacenamiento	35 000	kPa
Temperatura de almacenamiento	25	°C
Flujo molar de hidrogeno	133 037,76	kmol/h
Flujo másico de hidrogeno	268 161,54	kg/h
Constante de gases	8,314	kPa.m3/kmol.h
Masa molar del hidrogeno	2 016	kg/kmol

Para el cálculo del volumen requerido en el almacenamiento de hidrógeno a alta presión, se emplea una ecuación de estado cúbica que permite representar adecuadamente el comportamiento no ideal de gases a condiciones alejadas de la idealidad. En este caso, se ha seleccionado la ecuación de Peng–Robinson (PR-EOS) por su reconocida capacidad para modelar propiedades termodinámicas de gases ligeros, incluyendo el hidrógeno, a altas presiones y temperaturas moderadas.

Cálculo del Volumen mediante la ecuación de Peng–Robinson

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a\alpha}{V_m^2 + 2bV_m - b^2}$$

donde:

- P: presión del sistema (kPa)
- T: temperatura (K)
- V_m: volumen molar del gas (m³/kmol)
- R es la constante universal de los gases

- R: es la constante universal de los gases
- a, b : parámetros de la ecuación de estado, función de las propiedades críticas
- α : factor de corrección dependiente de la temperatura de operación y el factor acéntrico (ω)

Los parámetros de ajuste se calculan como:

$$a = 0.45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} , b = 0.07780 \frac{R T_c}{P_c}$$

$$\alpha = \left(1 + K \left(1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}}\right)\right)^2 , K = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2$$

donde:

- T_c : temperatura crítica del hidrógeno (33.2 K)
- P_c : presión crítica del hidrógeno (1.293 MPa=12,930 kPa)
- ω : factor acéntrico del hidrógeno (-0.216)

Procedimiento de cálculo

Conversión de condiciones de operación:

- Presión de almacenamiento: $P=35,000$ kPa
- Temperatura de almacenamiento: $T = 25^\circ\text{C}=298.15$ K
- $\alpha=26.9265$ (kPa*m²/Kmol²)
- $a=0.13617, b=0.23443$

Resolviendo la cúbica para Z aparecen tres raíces (dos positivas y una negativa). Las raíces reales obtenidas fueron:

$$Z_1 = 1.165, \quad Z_2 = 0.066, \quad Z_3 = -0.466$$

La raíz negativa se descarta por no ser física. Entre las dos raíces positivas se selecciona la raíz que representa la fase gaseosa/estado real a las condiciones de $T > T_c$.

$$V_m = \frac{ZRT}{P} = 1.165 * 0.07 = 0.082 \left(\frac{m^3}{kmol} \right)$$

$$\rho_{mol} = \frac{1}{V_m} = 12.11 \text{ kmol}/m^3$$

con masa molar $M_{H_2} = 2.016 \text{ kg}/kmol$:

$$\rho_{mas} = \frac{M}{V_m} = \frac{2.016}{0.082} = 24.42 \text{ kg}/m^3$$

Volumen total requerido para almacenar $n = \dot{n}$ (1 h de producción a la tasa indicada):

$$V_{total} = V_m * n = 0.0825738 \frac{m^3}{kmol} * 133\,037.76 \frac{kmol}{h} = 10\,985.43 \text{ m}^3/h$$

Este es el volumen por hora que ocupa el hidrógeno comprimido a las condiciones de temperatura (25 °C) y presión (35,000 kPa), dado un flujo molar de 133 037,76 kmol/h.

Usando el cálculo anterior de 10 985,43 m³/h, y si cada rack tiene una capacidad de 500 m³, se puede calcular el número de racks necesarios (Renewable Energy Agency, 2021).

$$\text{Numero de Racks} = \frac{10\,985.43}{500} = 21.97$$

Por lo tanto, se necesitarían 22 racks modulares para almacenar el hidrógeno comprimido bajo las condiciones especificadas.

$$\text{Numero de botellas por Racks} = \frac{500 \text{ m}^3}{0.05 \text{ m}^3/\text{botella}} = 10\,000 \text{ botellas por rack}$$

$$\text{Numero de botellas por Racks} = 22 \text{ racks} \times 10\,000 \text{ botellas} = 220\,000 \text{ racks}$$

APÉNDICE 2

FICHA DE DATOS DE SEGURIDAD	Página: 1 / 1
	Versión: 1.0
	Fecha de emisión: 30/09/2025
	ELECTROLISIS PEM

HIDROGENO

SECCIÓN 1: Identificación de la sustancia y del proyecto

Nombre del producto	: Hidrógeno gaseoso (H_2)
Origen	: Producción por electrólisis
Fórmula química	: H_2
Uso identificado	: Aplicaciones industriales, energéticas y de movilidad sostenible
Color de hidrógeno	: Amarillo (mezcla energética: 33,3 % renovable, 66,7 % red eléctrica)
Ubicación del proyecto	: Planta PEM – Ilo, Moquegua, Perú
Proveedor del proyecto	: Proyecto académico – Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco

SECCIÓN 2: Identificación de los peligros

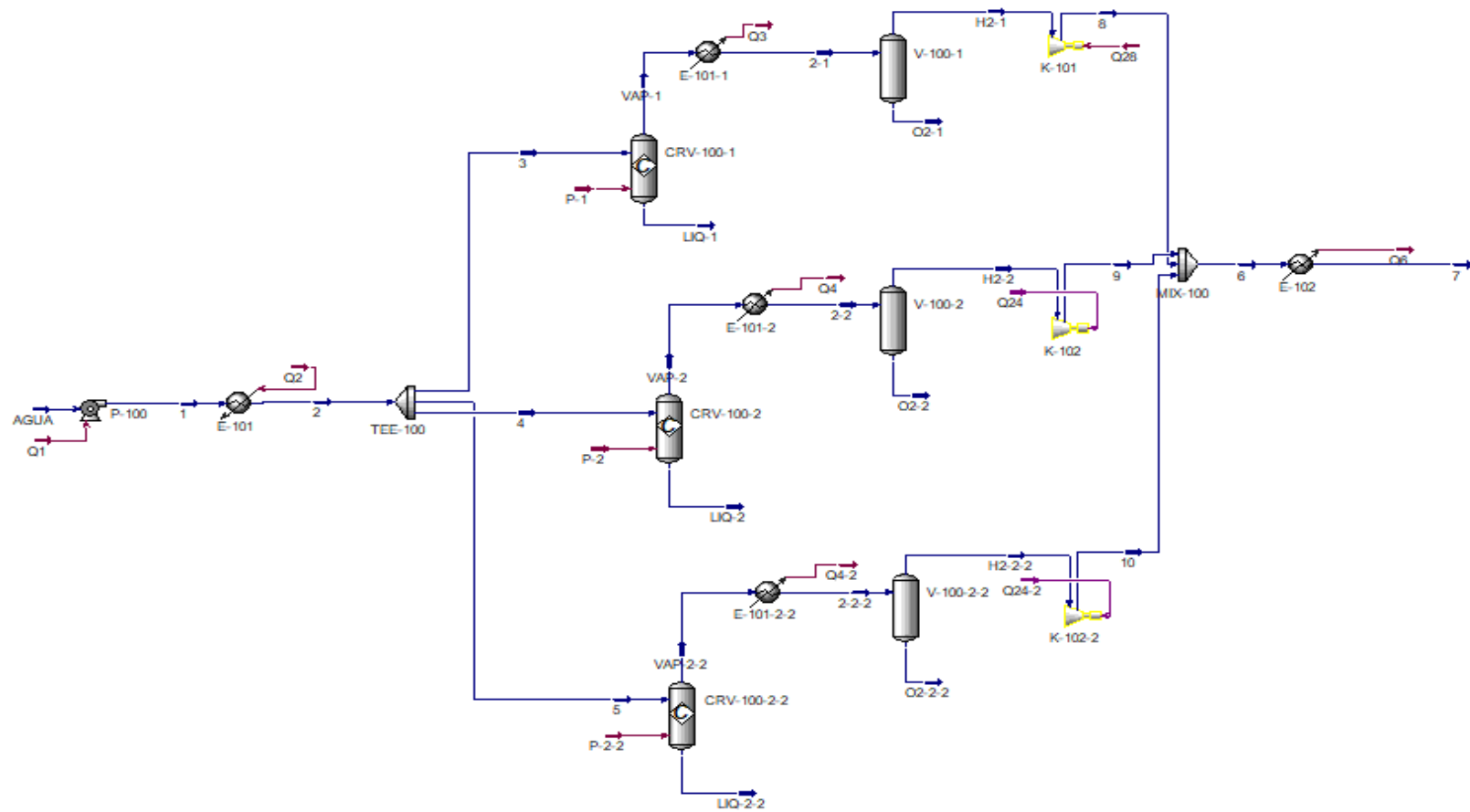
Pictogramas de peligro Palabra de advertencia Indicación de peligro Consejos de prudencia - Prevención - Respuesta - Almacenamiento	:   GH502 GH504 : Peligro : H220 : Gas extremadamente inflamable. : H280 : Contiene gas a presión; peligro de explosión en caso de calentamiento. : : P210 : Mantener alejado de fuentes de calor, chispas, llama abierta o superficies calientes. – No fumar. : P377 : Fuga de gas en llamas: No apagar, salvo si la fuga puede detenerse sin peligro. : P381 : Eliminar todas las fuentes de ignición si no hay peligro en hacerlo. : P403 : Almacenar en un lugar bien ventilado.
---	---

SECCIÓN 3: Composición y características técnicas

Tecnología de electrólisis	: PEM (Protón Exchange Membrane)
Capacidad de producción diaria	: 100 %
Energía utilizada	: 6 435 877 kg/día
Consumo energético anual	: 80 448 462 kWh
Consumo de agua por día	: 72,403.62 m ³ /día
Presión de almacenamiento	: 350 bar

APÉNDICE 3

DIAGRAMA DE SIMULACIÓN DEL PROCESO DE ELECTROLISIS PEM EN ASPEN HYSYS V11



ANEXO 1

ESTADÍSTICA DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES

Gas natural: Consumo en miles de millones de metros cúbicos

Billion cubic metres	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Growth rate per annum		Share 2021
												2021	2011-21	
Canada	100.6	99.4	105.4	109.8	110.3	105.0	109.9	115.6	117.3	113.3	119.2	5.5%	1.7%	3.0%
Mexico	70.8	73.7	77.8	78.8	80.8	83.0	86.0	87.6	88.0	83.7	88.2	5.7%	2.2%	2.2%
US	658.2	688.1	707.0	722.3	743.6	749.1	740.0	821.7	850.7	831.9	826.7	-0.4%	2.3%	20.5%
Total North America	829.6	861.2	890.3	911.0	934.7	937.1	935.9	1024.9	1056.0	1028.9	1034.1	0.8%	2.2%	25.6%
Argentina	43.8	45.7	46.0	46.2	46.7	48.2	48.3	48.7	46.6	43.9	45.9	4.8%	0.5%	1.1%
Brazil	27.5	32.6	38.4	40.7	42.9	37.1	37.6	35.9	35.7	31.4	40.4	29.1%	3.9%	1.0%
Chile	5.8	5.3	5.3	4.4	4.8	5.9	5.6	5.6	6.5	6.2	6.3	0.9%	0.7%	0.2%
Colombia	8.5	9.5	10.5	11.4	11.2	12.1	11.8	12.7	12.9	13.1	12.6	-3.5%	4.0%	0.3%
Ecuador	0.6	0.7	0.9	0.9	0.8	0.9	0.8	0.7	0.6	0.6	0.5	-0.1%	-0.2%	•
Peru	6.3	6.9	6.7	7.4	7.6	8.5	7.5	8.0	8.2	7.1	8.0	12.8%	2.5%	0.2%
Trinidad & Tobago	20.5	20.2	20.4	20.5	19.6	16.9	18.3	17.4	17.5	15.2	15.6	3.0%	-2.7%	0.4%
Venezuela	33.3	34.6	32.3	34.0	37.0	37.2	38.6	31.6	25.6	21.6	24.0	11.8%	-3.2%	0.6%
Central America	-	-	-	-	-	-	-	0.2	0.5	0.4	0.3	-20.9%	-	•
Other Caribbean	2.7	3.2	3.6	3.7	3.7	3.8	3.6	4.1	5.0	4.6	6.0	30.7%	8.1%	0.1%
Other South America	3.0	3.1	3.3	3.5	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.1	3.6	17.3%	1.8%	0.1%
Total S. & Cent. America	152.1	161.8	167.3	172.6	177.8	174.2	175.8	168.7	162.8	147.2	163.3	11.3%	0.7%	4.0%

Carbón: Toneladas métricas por año

Exajoules	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Growth rate per annum		Share 2021
												2021	2011-21	
Canada	0.93	0.88	0.86	0.82	0.82	0.77	0.80	0.65	0.61	0.53	0.48	-8.4%	-6.4%	0.3%
Mexico	0.62	0.54	0.53	0.53	0.53	0.52	0.64	0.57	0.54	0.24	0.23	-3.0%	-9.3%	0.1%
US	19.70	17.42	18.08	18.04	15.58	14.26	13.87	13.28	11.34	9.20	10.57	15.2%	-6.0%	6.6%
Total North America	21.25	18.84	19.48	19.39	16.94	15.55	15.30	14.50	12.50	9.97	11.28	13.5%	-6.1%	7.0%
Argentina	0.05	0.05	0.05	0.06	0.06	0.04	0.05	0.05	0.03	0.04	0.07	82.8%	2.2%	•
Brazil	0.65	0.64	0.69	0.73	0.74	0.67	0.70	0.69	0.65	0.59	0.71	21.6%	1.0%	0.4%
Chile	0.24	0.28	0.32	0.32	0.31	0.31	0.32	0.31	0.31	0.26	0.26	0.8%	0.9%	0.2%
Colombia	0.16	0.20	0.21	0.22	0.21	0.23	0.17	0.16	0.20	0.17	0.13	-22.1%	-2.0%	0.1%
Ecuador	†	†	†	†	†	†	†	†	†	†	†	96.4%	17.6%	•
Peru	0.03	0.04	0.04	0.04	0.03	0.04	0.04	0.05	0.05	0.04	0.05	9.6%	3.0%	•
Trinidad & Tobago	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	•
Venezuela	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	†	†	†	†	†	-44.5%	-26.4%	•
Central America	0.02	0.03	0.04	0.04	0.05	0.06	0.04	0.05	0.07	0.07	0.09	33.0%	14.1%	0.1%
Other Caribbean	0.08	0.07	0.08	0.09	0.08	0.08	0.07	0.08	0.11	0.15	0.15	1.9%	6.6%	0.1%
Other South America	†	†	†	†	†	†	†	†	†	†	†	47.5%	7.7%	•
Total S. & Cent. America	1.25	1.31	1.44	1.51	1.48	1.44	1.41	1.39	1.42	1.31	1.46	11.4%	1.6%	0.9%

Demanda nacional de combustibles líquidos por departamento

DEPARTAMENTO	Gas 100LL (*)	Gasolina B4	GASOLINA PREMIUM	GASOLINA REGULAR	Total Gasolinas	Gasohol B4 Plus	GASOHOL PREMIUM	GASOHOL REGULAR	Total Gasohol	Turbo A1 (**)	JP 5	Diesel B5	D85 S-50	Pet ind N° 500	Pet ind N° 6	Pet ind N° 5	Diesel MGO(***)	IFO	TOTAL
AMAZONAS			518	8,965	9,483		3,169	15,241	18,411	579			32,995						61,467
ANCASH					0		33,085	33,563	66,648	0			425,337	11,128	53,421				556,533
APURIMAC					0		7,707	22,701	30,408	0			199,348						226,956
AREQUIPA					0		70,483	112,028	182,511	0			679,338	255	824				862,908
AYACUCHO					0		11,868	35,568	47,436	0			76,782						124,218
CAJAMARCA					0		17,184	64,209	81,392	97			161,772		199				243,461
CUSCO					0		35,554	101,044	136,598	7,875			330,855						475,428
HUANCAYELICA					0		2,498	10,361	12,859	0			21,404						34,263
HUANUCO					0		12,986	17,665	30,652	0			46,867						77,518
ICA	508				0		36,186	43,152	79,338	181			339,476						419,483
JUNIN					0		27,517	57,634	85,151	323			223,214		3,204				311,882
LA LIBERTAD	97				0		47,340	71,595	118,935	0			416,282		66,916				602,230
LAMBAYEQUE					0		19,654	75,379	96,043	250			159,694						256,008
LIMA	71	0	0	0	0		512,837	281,948	794,785	901,142			0	1,456,276	28,054	16,681			3,937,008
LORETO	252	91,300		24,144	115,444				0	1,032		81,299			67,546				265,572
MADRE DE DIOS			979	46,196	47,175				0	0			270,489						317,633
MOQUEGUA					0		12,263	10,330	22,592	0			260,683		4,522				287,797
PASCO					0		5,412	14,338	19,750	0			40,708						60,458
PIURA					0		20,403	132,948	153,351	290			203,114		278				387,033
PUNO					0		16,696	75,640	92,337	0			224,051						316,388
SAN MARTIN			4,881	43,904	48,785		6,163	29,125	35,308	0		23	56,898						140,014
TACNA					0		17,736	13,704	31,439	0			69,745						101,184
TUMBES					0		1,837	7,803	9,640	0			5,697						15,337
UCAYALI	73		774	91,105	91,880		845		845	194		107,574	726						201,290
TOTAL	1,001	91,300	7,152	214,315	312,766	0	919,453	1,226,976	2,146,409	912,083	0	188,895	5,699,921	39,436	213,590	0	0	0	15,914,121
TOTAL MBPD	0.02	2.17	0.17	5.10	7.46	0.00	21.89	29.21	51.11	21.72	0.00	4.50	135.71	0.94	5.09	0.00	0.00	0.00	228.93

Demanda mensual de GLP realizada por los productores e importadores según departamento

DEPARTAMENTO	ene-24		feb-24		mar-24		abr-24		may-24		jun-24		jul-24		ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
	GLP-E	GLP-G	GLP-E	GLP-G	GLP-E	GLP-G	GLP-E	GLP-G	GLP-E	GLP-G	GLP-E	GLP-G	GLP-E	GLP-G	GLP-G	GLP-G	GLP-G	GLP-G	GLP-G
AMAZONAS	834	707	846	489	1,131	723	541	480	1,120	847	584	258		1,576	2,276	1,322	1,645	2,228	2,009
ANCASH	11,970	13,824	8,789	10,776	9,818	14,444	9,540	20,811	9,078	18,726	7,111	18,881		26,971	34,799	21,983	22,439	23,744	20,896
APURIMAC	7,906	2,185	5,386	2,717	7,272	1,252	12,880	1,839	11,054	1,758	10,155	404			848	3,370	3,383	4,231	
AREQUIPA	126,898	103,853	141,318	87,795	140,541	108,738	144,788	104,471	134,569	111,851	133,873	116,252		312,352	289,143	293,362	287,305	253,714	238,016
AYACUCHO	30,536	8,526	34,573	8,886	36,029	4,846	31,425	5,982	24,288	15,240	29,218	9,728	281	41,906	41,483	38,082	37,771	34,847	37,474
CAJAMARCA	20,885	7,618	18,803	7,308	19,794	8,905	16,887	7,891	14,940	8,055	13,945	7,589	580	24,341	30,318	25,186	29,784	28,149	27,432
CUSCO	54,045	2,583	35,418	579	43,624	2,033	49,898	2,587	55,077	3,709	49,463	10,880		62,980	62,415	59,627	59,479	63,235	84,068
HUANCAYELICA																			
HUANUCO	27,236	20,915	27,443	16,712	25,802	22,324	24,056	22,283	22,130	25,410	19,290	26,102		49,422	48,599	44,487	47,073	48,708	49,223
ICA	37,947	84,464	35,263	71,223	34,845	84,262	38,731	87,571	37,121	87,738	31,293	106,010		138,015	149,462	145,889	147,363	131,189	134,002
JUNIN	84,958	39,450	61,583	34,843	67,423	36,005	64,357	32,827	63,531	37,181	50,555	41,348		100,781	97,152	99,087	104,740	98,564	104,568
LA LIBERTAD	90,045	86,786	86,725	74,652	85,398	89,502	84,087	87,395	90,438	110,482	78,308	116,305	262	197,494	197,491	181,001	191,792	183,505	188,458
LAMBAYEQUE	58,125	39,158	52,454	34,471	62,388	38,660	64,054	36,560	62,169	43,257	63,778	56,575		119,125	119,514	99,688	81,059	82,101	86,792
LIMA	462,570	512,811	465,218	457,002	476,808	501,619	486,842	530,085	440,938	625,055	416,093	617,206	5,504	1,079,859	1,086,196	1,013,117	1,043,123	1,004,810	1,050,567
LORETO	4,653	729	1,947	173	1,684	854	3,304	3,260	3,260	678	3,345	748		4,010	2,805	1,584	4,387	4,402	4,881
MADRE DE DIOS	1,881	274	1,878		1,690		1,687	279	1,958	274	1,410	274		1,958	1,964	1,967	1,968	1,983	1,983
MOQUEGUA		1,857			1,899		2,158		1,912	1,895		2,189		2,410	2,265	1,894	1,709	2,447	1,894
PASCO		372			444		627		774	438		594		587	402	594	478	470	734
PIURA	46,903	21,164	41,475	17,092	42,149	17,076	41,310	16,894	38,364	12,851	33,953	17,577	619	80,360	80,695	72,634	98,422	70,994	75,544
PUNO	29,219	1,111	26,331	861	30,503	1,107	23,381	1,120	23,654	1,673	24,671	4,207		29,046	26,903	36,620	34,637	26,187	25,680
SAN MARTIN	23,888	7,986	22,771	7,359	23,905	8,211	23,722	7,879	27,945	8,118	24,249	12,570		38,242	38,110	34,942	34,328	31,758	32,944
TACNA	3,127	18,747	2,748	18,982	2,810	25,565	2,574	18,095	2,520	20,050	2,789	19,374		22,688	23,725	23,248	23,883	22,886	26,104
TUMBES	1,802	687	1,501	324	1,704	702	864	868	1,024	499	205	444		723	1,187	2,861	2,211	2,357	2,441
UCAYALI	26,111	562	24,488	423	29,947	430	28,331	489	35,885	481	27,088	3,739		29,719	30,997	30,713	29,907	30,229	30,240
Total	1,131,118	972,986	1,191,729	863,587	1,154,064	964,389	1,132,245	989,368	1,096,209	1,148,852	1,021,425	1,188,924	8,246	2,334,099	2,343,252	2,234,582	2,286,362	2,161,868	2,217,416
Total (MBDC)	36.48	31.39	38.35	26.84	37.23	31.11	37.74	32.86	35.36	37.66	34.05	39.83	6.17	79.29	79.99	74.48	73.11	72.86	71.93

Demanda total de diésel por departamento unidad: miles barriles/día

DEPARTAMENTO	AÑO 2022												AÑO 2023											
	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23
AMAZONAS	0.66	0.72	0.71	1.02	1.37	1.61	1.56	1.65	1.06	0.76	0.72	0.71	0.60	0.57	0.59	0.57	0.61	0.69	0.74	0.79	0.81	0.79	0.76	0.73
ANCASH	7.97	7.73	7.42	7.96	9.59	10.80	9.00	8.15	8.33	8.26	9.03	10.03	8.29	7.72	7.29	7.61	7.63	7.75	7.62	8.48	8.19	9.29	9.59	8.81
APURIMAC	5.03	3.25	4.73	2.80	1.49	4.43	5.23	5.33	5.36	4.95	2.56	3.87	1.29	2.08	4.70	4.63	5.05	4.70	4.85	5.26	5.28	4.35	4.10	4.18
AREQUIPA	14.33	14.54	15.42	14.83	15.38	15.81	14.40	15.10	16.03	14.46	14.59	14.48	10.83	12.22	13.86	13.77	15.31	14.95	19.35	20.42	19.88	15.12	14.70	15.27
AYACUCHO	1.79	1.89	1.83	1.93	2.02	1.90	1.86	2.03	1.91	2.00	1.76	1.79	1.41	1.52	1.62	1.67	1.84	1.86	1.87	2.01	1.86	1.82	1.72	1.86
CAJAMARCA	3.50	4.25	4.32	4.41	4.41	4.76	4.75	5.52	5.06	5.01	4.20	3.92	3.36	3.64	3.56	3.38	4.04	3.85	4.12	4.62	4.37	4.33	3.93	3.77
CUSCO	6.69	6.80	6.95	7.81	7.39	7.84	7.75	8.59	8.53	8.93	7.72	7.24	4.19	6.34	6.68	7.63	7.57	7.61	8.16	8.67	8.06	7.96	7.46	7.90
HUANCAVELICA	0.36	0.35	0.33	0.35	0.39	0.40	0.40	0.45	0.44	0.46	0.46	0.37	0.31	0.30	0.34	0.36	0.39	0.41	0.41	0.48	0.49	0.54	0.54	0.51
HUANUCO	0.99	1.15	1.17	1.14	1.30	1.30	1.28	1.45	1.36	1.33	1.20	1.17	1.08	1.09	1.07	1.05	1.10	1.09	1.22	1.30	1.22	1.10	1.02	1.11
ICA	6.24	7.06	6.80	6.64	8.00	7.20	6.60	7.22	7.46	7.76	7.63	6.72	5.90	6.74	6.55	6.76	6.88	7.13	7.44	7.99	7.98	8.21	7.41	8.16
JUNIN	4.64	4.82	4.73	4.80	5.27	5.60	5.36	5.94	5.90	6.00	5.38	5.35	4.62	4.69	4.83	4.98	5.13	5.15	5.39	5.65	5.44	5.35	5.15	5.11
LA LIBERTAD	7.65	8.33	8.05	8.04	8.72	9.77	7.93	8.84	8.86	9.03	8.91	9.96	9.56	8.39	8.05	7.85	8.42	8.60	8.35	9.23	9.57	9.33	9.25	8.66
LAMBAYEQUE	3.36	3.78	3.34	3.37	3.51	3.71	3.55	4.00	3.86	3.90	3.66	3.52	3.44	3.43	2.96	2.79	3.37	3.30	3.12	3.41	3.57	3.37	3.28	3.38
LIMA	29.32	31.52	30.15	29.40	31.66	31.22	30.46	31.81	31.14	32.96	32.79	33.65	28.56	31.67	31.23	29.91	30.92	31.30	33.13	32.87	32.06	36.23	35.61	33.92
LORETO	1.97	2.06	1.68	1.55	1.91	1.82	1.73	2.13	2.00	1.71	1.72	1.73	1.51	1.67	1.81	1.64	1.57	1.78	1.70	1.93	1.86	1.85	1.76	1.76
MADRE DE DIOS	5.04	6.14	5.73	6.36	5.44	5.69	5.03	5.22	5.64	4.93	5.26	5.23	0.77	3.75	4.17	5.24	5.53	4.92	5.26	4.37	5.19	5.13	5.42	5.54
MOQUEGUA	11.37	5.57	4.41	1.98	2.08	8.51	9.22	4.88	10.84	2.13	7.81	8.66	1.34	9.61	4.84	4.75	2.33	1.93	6.42	17.97	11.70	9.95	4.04	6.26
PASCO	1.20	1.36	1.11	1.19	1.24	1.39	1.35	1.53	1.47	1.46	1.44	1.23	0.97	0.96	0.92	0.92	1.01	1.06	1.04	1.10	1.17	1.07	1.10	1.05
PIURA	5.43	5.90	5.65	5.57	5.64	5.78	5.18	5.59	5.59	5.54	5.71	5.70	4.89	4.76	4.31	4.13	4.83	5.30	5.40	5.59	6.00	5.36	5.61	5.20
PUÑO	3.70	4.04	3.72	4.16	4.34	4.49	4.46	4.90	4.93	4.79	4.23	3.91	1.30	2.12	2.58	2.97	3.66	3.76	4.84	4.15	3.91	3.87	3.79	4.57
SAN MARTIN	1.31	1.43	1.19	1.22	1.29	1.46	1.50	1.80	1.56	1.68	1.52	1.28	1.22	1.27	1.17	1.16	1.19	1.36	1.45	1.52	1.58	1.36	1.07	1.23
TACNA	1.48	1.66	1.69	1.67	1.67	1.78	1.70	1.79	1.79	1.79	1.67	1.69	1.23	1.42	1.53	1.62	1.60	1.54	1.52	1.58	1.64	1.51	1.56	1.70
TUMBES	0.20	0.21	0.18	0.20	0.16	0.19	0.12	0.18	0.17	0.24	0.19	0.11	0.09	0.11	0.10	0.11	0.12	0.12	0.11	0.13	0.14	0.14	0.19	0.15
UCAVALI	2.24	2.50	2.69	1.87	2.09	2.30	2.22	2.77	2.81	2.46	2.51	1.90	1.81	1.89	2.13	2.17	2.24	2.58	2.73	3.01	3.07	2.96	2.68	2.90
TOTAL MBPD	126.47	127.08	124.00	120.28	128.36	139.75	132.62	136.87	142.12	132.62	132.67	134.22	98.56	118.00	116.87	117.47	122.38	122.74	136.26	152.52	145.05	141.00	131.74	133.36

Fichas de datos de seguridad

conforme al Reglamento (CE) N° 1907/2006 (REACH), modificado por el Reglamento (UE) 2015/830

HIDRÓGENO

Fecha de emisión: 14/03/2013 Reemplaza la ficha: 04/06/2013 Fecha de revisión: 20/01/2017
Referencia SDS: ESP-H2-067A

Versión: 0.2

Peligro



SECCIÓN 1: Identificación de la sustancia o la mezcla y de la sociedad o la empresa

1.1. Identificador del producto

Nombre comercial	: HIDRÓGENO
Número de la Ficha de Datos de Seguridad	: ESP-H2-067A
Descripción Química	: HIDRÓGENO
	N° CAS : 1333-74-0
	N° CE : 215-605-7
	N° Índice : 001-001-00-9
Número de registro	: Figura en la lista del Anexo IV / V de REACH, exento de solicitud de registro
Fórmula química	: H ₂

1.2. Usos pertinentes identificados de la sustancia o de la mezcla y usos desaconsejados

Usos aplicables identificados	: Industrial y profesional. Llevar a cabo evaluación de riesgo antes de usar Gas de ensayo / gas de calibrado Uso en laboratorio Reacción Química (Síntesis) Usar como un combustible Gas de protección en procesos de soldadura Usar para la fabricación de componentes electrónicos/fotovoltaicos Gas laser Para mayor información sobre su uso contactar al suministrador
Usos desaconsejados	: No inflar globos para fiestas por el riesgo de explosión

1.3. Datos del proveedor de la ficha de datos de seguridad

Identificación de la Compañía	: Messer Ibérica de Gases, SAU Autovía Tarragona-Salou, Km. 3,8 43480 Vilaseca (Tarragona) España +34 977 30 95 00 www.messer.es info.es@messergroup.com
-------------------------------	---

1.4. Teléfono de emergencia

Teléfono de emergencia	: +34 977 84 24 34
------------------------	--------------------

SECCIÓN 2: Identificación de los peligros

2.1. Clasificación de la sustancia o de la mezcla

Clasificación según reglamento (UE) No. 1272/2008 [CLP]

Peligros físicos	Flam. Gas 1	H220
	Press. Gas (Comp.)	H280

Texto completo de declaraciones-H, véase capítulo 16.

2.2. Elementos de la etiqueta

Etiquetado según el Reglamento (CE) N° 1272/2008 [CLP]

Pictogramas de peligro (CLP)



Palabra de advertencia (CLP)

Indicaciones de peligro (CLP)

Consejos de prudencia (CLP)

- Peligro
 - H220 - Gas extremadamente inflamable
 - H280 - Contiene gas a presión; peligro de explosión en caso de calentamiento.
- Prevención
 - P210 - Mantener alejado del calor, de superficies calientes, de chispas, de llamas abiertas y de cualquier otra fuente de ignición. No fumar
- Respuesta
 - P377 - Fuga de gas en llamas: No apagar, salvo si la fuga puede detenerse sin peligro
 - P381 - Eliminar todas las fuentes de ignición si no hay peligro en hacerlo
- Almacenamiento
 - P403 - Almacenar en un lugar bien ventilado

2.3. Otros peligros

Ninguno

SECCIÓN 3: Composición/información sobre los componentes

3.1. Sustancias

Nombre	Identificador del producto	%	Clasificación según reglamento (UE) No. 1272/2008 [CLP]
HIDRÓGENO	(N° CAS) 1333-74-0 (N° CE) 215-605-7 (N° Índice) 001-001-00-9 (Número de registro) *1	100	Flam. Gas 1, H220 Press. Gas (Comp.), H280

No contiene otros componentes o impurezas que puedan influir en la clasificación del producto.

*1: Figura en la lista del Anexo IV / V de REACH, exento de solicitud de registro.

*2: No ha expirado el plazo límite de solicitud de registro.

*3: No exige su registro. Sustancias fabricadas o importadas < 1t/y.

Texto completo de declaraciones-H, véase capítulo 16.

3.2. Mezclas : No aplicable

SECCIÓN 4: Primeros auxilios

4.1. Descripción de los primeros auxilios

- Inhalación
 - Retirar a la víctima a un área no contaminada llevando colocado el equipo de respiración autónoma. Mantener a la víctima caliente y en reposo. Llamar al doctor. Aplicar la respiración artificial si se para la respiración
- Contacto con la piel
 - No se esperan efectos adversos de este producto
- Contacto con los ojos
 - No se esperan efectos adversos de este producto
- Ingestión
 - La ingestión no está considerada como una vía potencial de exposición

4.2. Principales síntomas y efectos, agudos y retardados

- ⊖ A elevadas concentraciones puede causar asfixia. Los síntomas pueden incluir la pérdida de la consciencia o de la movilidad. La víctima puede no haberse dado cuenta de la asfixia

4.3. Indicación de toda atención médica y de los tratamientos especiales que deban dispensarse inmediatamente

- ⊖ Ninguno

SECCIÓN 5: Medidas de lucha contra incendios

5.1. Medios de extinción

- Medios de extinción adecuados
 - ⊖ Agua en spray o en nebulizador
 - ⊖ Polvo seco
- Medios de extinción inadecuados
 - ⊖ No usar agua a presión para extinguirlo
 - ⊖ Dióxido de carbono

5.2. Peligros específicos derivados de la sustancia o la mezcla

- Peligros específicos
 - ⊖ La exposición al fuego puede causar la rotura o explosión de los recipientes
- Productos de combustión peligrosos
 - ⊖ Ninguno

5.3. Recomendaciones para el personal de lucha contra incendios

- Métodos específicos
 - ⊖ Utilizar medidas de control de incendios apropiadas con el incendio circundante. La exposición de los envases de gas al fuego y al calor puede provocar su ruptura. Enfriar los envases dañados con chorro de agua pulverizada desde una posición protegida. No vaciar el agua contaminada por el fuego en los desagües
 - ⊖ Si es posible detener la fuga de producto
 - ⊖ Usar agua en spray o en nebulizador para disipar humos de incendios
 - ⊖ No extinguir una fuga de gas inflamada si no es absolutamente necesario. Se puede producir la reignición espontánea explosiva. Extinguir los otros fuegos
 - ⊖ Desplazar los contenedores lejos del área del fuego si ello se puede hacer sin riesgo
- Equipo de protección especial para extinción de incendios
 - ⊖ En espacios confinados utilizar equipos de respiración autónoma de presión positiva
 - ⊖ Vestimenta y equipo de protección standard (aparato de respiración autónoma) para bomberos
 - ⊖ Standard EN 137-máscara de cara completa que incluya un aparato de respiración autónoma de aire comprimido en circuito abierto
 - ⊖ EN 469: Vestimenta protectora para bomberos. EN 659: Guantes de protección para bomberos

SECCIÓN 6: Medidas en caso de vertido accidental

6.1. Precauciones personales, equipo de protección y procedimientos de emergencia

- ⊖ Evacuar el área
- ⊖ Téngase en cuenta el riesgo de atmósferas explosivas
- ⊖ Utilizar equipos de respiración autónoma cuando entren en el área a menos que esté probado que la atmósfera es segura
- ⊖ Eliminar las fuentes de ignición
- ⊖ Asegurar la adecuada ventilación de aire
- ⊖ Actuar de acuerdo con el plan de emergencia local
- ⊖ Mantenerse en la parte de donde sopla el viento

6.2. Precauciones relativas al medio ambiente

- ⊖ Intentar parar el escape/derrame

6.3. Métodos y material de contención y de limpieza

- ⊖ Ventilar la zona

6.4. Referencia a otras secciones

- ⊖ Ver también las Secciones 8 y 13

SECCIÓN 7: Manipulación y almacenamiento

7.1. Precauciones para una manipulación segura

Messer Ibérica de Gases, SAU
Autovía Tarragona-Salou, Km. 3,8
43480 Vilaseca (Tarragona) España
+34 977 30 95 00

ES (español)

FDS Ref.: ESP-H2-067A

3/9

Uso seguro del producto

- La sustancia debe manipularse según procedimientos de higiene industrial y de seguridad reconocidos
- Solo personas experimentadas y debidamente entrenadas deben manejar gases sometidos a presión
- Considerar los instrumentos de reducción de la presión en las instalaciones de gas.
- Comprobar que el conjunto del sistema de gas ha sido, o es con regularidad, revisado antes de usarse respecto a la posibilidad de escapes
- No fumar cuando se manipule el producto
- Utilizar solo equipo específicamente apropiado para este producto y para su presión y temperatura de suministro, en caso de duda contacte con su suministrador
- Tener en cuenta el riesgo de una posible atmosfera susceptible de explotar y la necesidad de disponer de un equipo que pruebe la explosión
- Purgar el aire del sistema antes de introducir el gas
- Tomar medidas de precaución contra descargas electrostáticas
- Mantener lejos de fuentes de ignición, incluyendo descarga estática
- Considerar el uso de herramientas que no emitan chispas
- No inhalar gas
- Evitar la difusión del producto en la atmosfera.

Manipulación segura del envase del gas

- Solicitar del suministrador las instrucciones de manipulación de los contenedores
- No permitir el retroceso hacia el interior del recipiente
- Proteger las botellas de los daños materiales, no arrastrar, ni rodar, deslizar ó dejar caer
- Si mueve botellas, incluso en pequeños recorridos, use una carretilla (mecanica, manual, etc) diseñada para transportar botellas
- Mantener colocada la caperuza de la valvula hasta que el envase quede fijo contra una pared, un banco ó situado en una plataforma, y ya dispuesto para su uso
- Si el usuario aprecia cualquier problema en una valvula de una botella en uso, termine su utilización y contacte al suministrador
- Nunca intentar reparar ó modificar las valvulas de los depositos ó los mecanismos de seguridad
- Las valvulas que estan dañadas deben ser inmediatamente comunicadas al suministrador
- Mantener los accesorios de la valvula del deposito libre de contaminantes, especialmente aceites y agua
- Reponer la caperuza de la valvula ó del depósito si se facilitan por el suministrador, siempre que el envase quede desconectado del equipo
- Cierre la valvula del del deposito despues de su uso y cuando quede vacío, incluso si aún esta conectado al equipo
- No intentar nunca trasvasar gases de una botella/envase a otro
- No utilizar nunca mecanismos con llamas ó de calentamiento electrico para elevar la presión del deposito
- No quitar ni desfigurar las etiquetas facilitadas por el suministrador para identificar el contenido de las botellas
- Debe prevenirse la filtración de agua al interior del recipiente.

7.2. Condiciones de almacenamiento seguro, incluidas posibles incompatibilidades

- Observar todas las regulaciones y los requerimientos locales relativos al almacenamiento de contenedores
- Los contenedores no deben ser almacenados en condiciones que favorezcan la corrosión
- Las protecciones de las valvulas y las caperuzas deben estar colocadas
- Los contenedores deben de ser almacenados en posición vertical y debidamente asegurados para evitar su caída
- Los contenedores almacenados deben ser comprobados periodicamente respecto a su estado general y a posibles fugas
- Mantener el contenedor por debajo de 50°C, en un lugar bien ventilado
- Almacenar los contenedores en un lugar libre del riesgo y lejos de fuentes de calor e ignición
- Mantener alejado de materiales combustibles
- Separa de los gases oxidantes o de otros materiales oxidantes durante el almacenamiento
- Todos los equipos electricos en las areas de almacenamiento deben ser compatibles con el riesgo de una posible atmosfera explosiva.

7.3. Usos específicos finales

- Ninguno.

SECCIÓN 8: Controles de exposición/protección individual

8.1. Parámetros de control

Messer Ibérica de Gases, SAU
Autovía Tarragona-Salou, Km. 3,8
43480 Vilaseca (Tarragona) España
+34 977 30 95 00

ES (español)

FDS Ref.: ESP-H2-067A

4/9



HIDRÓGENO

FDS Ref.: ESP-H2-067A

OEL (Límites de exposición profesional) : Sin datos disponibles.

DNEL (Nivel sin efecto derivado) : Sin datos disponibles.

PNEC (Concentración prevista sin efecto) : Sin datos disponibles.

8.2. Controles de la exposición

8.2.1. Controles técnicos apropiados

- Proporcionar ventilación adecuada, general y local, a los gases de escape
- Los sistemas sujetos a presión deben ser regularmente comprobados respecto a fugas
- Defectores de gases deben de ser usados siempre que gases/vapores inflamables pueden ser emitidos
- Considerar un sistema de permisos de trabajo p.ej para trabajos de mantenimiento

8.2.2. Equipo de protección personal

- Un análisis de riesgos debe ser realizado y formalizado en cada area de trabajo para evaluar los riesgos relacionados con el uso del producto y para determinar el PPE que provoca un riesgo relevante. Estas recomendaciones deben ser tenidas en cuenta
- PPE que cumplan los estándares recomendados por EN/ISO deben seleccionarse
- Proteccion para el ojo/cara
 - usar gafas con de seguridad con protecciones laterales
 - Estándar EN 166- Proteccion ocular-especificaciones
- Protección para la piel
 - Protección de las manos
 - Usar guantes de trabajo al manejar envases de gases
 - Standard EN 388- guantes que protegen contra riesgos mecanicos
 - Otras
 - Considerar el uso de prendas de seguridad resistentes a llama antiestatica
 - Estándar EN ISO 14116- Materiales que limitan la difusión de llamas
 - Standard EN ISO 1149-5- Ropa de protección: Propiedades electrostaticas
 - Usar zapatos de seguridad mientras se manejan envases
 - Standard EN ISO 20345 - Equipos de protección personal-zapatos de seguridad
- Protección de las vias respiratorias
 - No necesaria
- Peligros térmicos
 - No necesaria

8.2.3. Controles de exposición medioambiental

- No se requieren especificas medidas de gestión distintas de los procedimientos de buena higiene industrial y seguridad.

SECCIÓN 9: Propiedades físicas y químicas

9.1. Información sobre propiedades físicas y químicas básicas

Apariencia

- Estado físico a 20°C / 101.3kPa
 - Gas.
- Color
 - Incoloro.
- Olor
 - Inoloro.
- Umbral olfativo
 - La superación de límites por el olor es subjetiva e inadecuado para advertir del riesgo de sobrecarga.
- Valor de pH
 - Inaplicable.
- Masa molecular
 - 2 g/mol
- Punto de fusión
 - 259 °C
- Punto de ebullición
 - 253 °C
- Punto de inflamación
 - No es aplicable a gases ni a mezcla de gases.
- Temperatura crítica [°C]
 - 240 °C
- Velocidad de evaporación (éter=1)
 - No es aplicable a gases ni a mezcla de gases.

Messer Ibérica de Gases, SAU
Autovía Tarragona-Salou, Km. 3,8
43480 Vilaseca (Tarragona) España
+34 977 30 95 00

ES (español)

FDS Ref.: ESP-H2-067A

5/9



HIDRÓGENO

FDS Ref.: ESP-H2-067A

Rango de inflamabilidad	: 4 - 77 vol %
Presión de vapor [20°C]	: Inaplicable.
Presión de vapor [50°C]	: Inaplicable.
Densidad relativa del gas (aire=1)	: 0,07
Densidad relativa del líquido (agua=1)	: 0,07
Solubilidad en agua	: 1,6 mg/l
Coefficiente de reparto n-octanol/agua [log Kow]	: No es aplicable a gases inorgánicos.
Temperatura de auto-inflamación	: 560 °C
Viscosidad [20°C]	: Inaplicable.
Propiedades explosivas	: Inaplicable
Propiedades comburentes	: Ninguno

9.2. Otros datos

Otros datos	: Se quema con una llama invisible
-------------	------------------------------------

SECCIÓN 10: Estabilidad y reactividad

10.1. Reactividad

	: Sin riesgo de reactividad salvo lo expresado en la sub-sección mas adelante
--	---

10.2. Estabilidad química

	: Estable en condiciones normales
--	-----------------------------------

10.3. Posibilidad de reacciones peligrosas

	: Puede reaccionar violentamente con materias oxidantes Puede formar mezclas explosivas con el aire
--	--

10.4. Condiciones que deben evitarse

	: Manténgase alejado de fuentes de calor, chispas, llama abierta o superficies calientes. – No fumar
--	--

10.5. Materiales incompatibles

	: Aire, Oxidante Para información complementaria sobre su compatibilidad referirse a la ISO 11114
--	--

10.6. Productos de descomposición peligrosos

	: Productos con riesgo de descomposición no se deben producir en condiciones normales de almacenamiento y uso
--	---

SECCIÓN 11: Información toxicológica

11.1. Información sobre los efectos toxicológicos

Toxicidad aguda	: No se conocen los efectos toxicológicos de este producto
corrosión o irritación cutáneas	: Se desconocen los efectos de este producto
lesiones o irritación ocular graves	: Se desconocen los efectos de este producto
sensibilización respiratoria o cutánea	: Se desconocen los efectos de este producto
Mutagenicidad	: Se desconocen los efectos de este producto
Carcinogénesis	: Se desconocen los efectos de este producto
Tóxico para la reproducción : fertilidad	: Se desconocen los efectos de este producto
Tóxico para la reproducción : feto	: Se desconocen los efectos de este producto
toxicidad específica en determinados órganos (STOT) – exposición única	: Se desconocen los efectos de este producto
toxicidad específica en determinados órganos (STOT) – exposición repetida	: Se desconocen los efectos de este producto
peligro de aspiración	: No es aplicable a gases ni a mezcla de gases

Messer Ibérica de Gases, SAU
Autovía Tarragona-Salou, Km. 3,8
43480 Vilaseca (Tarragona) España
+34 977 30 95 00

ES (español)

FDS Ref.: ESP-H2-067A

6/9



HIDRÓGENO

FDS Ref.: ESP-H2-067A

SECCIÓN 12: Información ecológica

12.1. Toxicidad

Evaluación : Este producto no causa daños ecológicos.

12.2. (RA2 12.2.SH) Persistencia y degradabilidad

Evaluación : Este producto no causa daños ecológicos.

12.3. (RA2 12.3.SH) Potencial de bioacumulación

Evaluación : Este producto no causa daños ecológicos.

12.4. Movilidad en el suelo

Evaluación : Este producto no causa daños ecológicos.

12.5. Resultados de la valoración PBT y mPmB

Evaluación : No se clasifica como PBT o vPvB

12.6. Otros efectos adversos

Efectos sobre la capa de ozono : Ninguno

Factor de calentamiento global [CO₂=1] : 6

Produce efectos en el calentamiento global : Se desconocen los efectos de este producto

SECCIÓN 13: Consideraciones relativas a la eliminación

13.1. Métodos para el tratamiento de residuos

No descargar en áreas donde hay riesgo de que se forme una mezcla explosiva con el aire. El gas residual debe ser quemado a través de un quemador adecuado que disponga de antirretroceso de llama.
No descargar dentro de ningún lugar donde su acumulación pudiera ser peligrosa.
Asegurarse de no superar los límites de emisión establecidos en regulaciones locales.

Lista de residuos peligrosos: : 16 05 04: Contenedores de gases a presión (incluido halones) que contienen sustancias peligrosas

13.2. Informaciones complementarias

: Ninguno

SECCIÓN 14: Información relativa al transporte

14.1. Número ONU

Nº ONU : 1049

14.2. Designación oficial de transporte de las Naciones Unidas

Transporte por carretera/ferrocarril (ADR/RID) : HIDRÓGENO COMPRIMIDO

Transporte por aire (ICAO-TI / IATA-DGR) : Hydrogen, compressed

Transporte por mar (IMDG) : HYDROGEN, COMPRESSED

14.3. Clase(s) de peligro para el transporte

Messer Ibérica de Gases, SAU
Autovía Tarragona-Salou, Km. 3,8
43480 Vilaseca (Tarragona) España
+34 977 30 95 00

ES (español)

FDS Ref.: ESP-H2-067A

7/9

Etiquetado



2.1 : Gases inflamables

Transporte por carretera/ferrocarril (ADR/RID)

Clase	: 2
Código de clasificación	: 1F
Identificación del peligro	: 23
Restricciones en Túnel	: B/D - Transporte en cisternas: Prohibido el paso por túneles de categorías B, C, D y E; Otros transportes: Prohibido el paso por túneles de categorías D y E

Transporte por aire (ICAO-TI / IATA-DGR)

Tipo / Div. (Sub. riesgo)	: 2.1
---------------------------	-------

Transporte por mar (IMDG)

Tipo / Div. (Sub. riesgo)	: 2.1
Instrucciones de Emergencia (IE) - Fuego	: F-D
Instrucciones de Emergencia (IE) - Escape	: S-U

14.4. Grupo de embalaje

Transporte por carretera/ferrocarril (ADR/RID)	: No aplicable
Transporte por aire (ICAO-TI / IATA-DGR)	: No aplicable
Transporte por mar (IMDG)	: No aplicable

14.5. Peligros para el medio ambiente

Transporte por carretera/ferrocarril (ADR/RID)	: Ninguno.
Transporte por aire (ICAO-TI / IATA-DGR)	: Ninguno.
Transporte por mar (IMDG)	: Ninguno.

14.6. Precauciones particulares para los usuarios

Packing Instruction(s)

Transporte por carretera/ferrocarril (ADR/RID)	: P200
Transporte por aire (ICAO-TI / IATA-DGR)	
Avión de pasaje y carga	: Prohibido
Avión de carga solo	: 200
Transporte por mar (IMDG)	: P200

Medidas de precaución especiales para el transporte

- : Evitar el transporte en los vehículos donde el espacio de la carga no esté separado del compartimiento del conductor
- : Asegurar que el conductor está enterado de los riesgos potenciales de la carga y que conoce que hacer en caso de un accidente o de una emergencia
- : Antes de transportar las botellas :
 - Asegurar una ventilación adecuada
 - Asegurarse de que los recipientes están bien fijados
 - Asegurarse que las válvulas de las botellas están cerradas y no fugan
 - Asegurarse que el tapón del acoplamiento de la válvula (cuando exista) está adecuadamente apretado
 - Asegurarse que la caperuza de la válvula o la tulipa, (cuando exista), está adecuadamente apretada.



HIDRÓGENO

FDS Ref.: ESP-H2-067A

14.7. Transporte a granel con arreglo al anexo II del Convenio MARPOL y el Código IBC

- Inaplicable.

SECCIÓN 15: Información reglamentaria

15.1. Reglamentación y legislación en materia de seguridad, salud y medio ambiente específicas para la sustancia o la mezcla

UE-Reglamentos

- Restricciones de utilización: ○ Ninguno
- Directiva 2012/18/EU (Seveso III): ○ Figura en la lista

Reglamentos nacionales

- Legislación Nacional (texto): ○ Asegúrese que se cumplen las normativas nacionales y locales.
- Clase de peligro para el agua (WGK): ○ -
- Kenn-Nº: ○ 741

15.2. Evaluación de la seguridad química

- Un CSA (Análisis de seguridad química) no debe de realizarse para este producto

SECCIÓN 16: Información adicional

- Indicación de modificaciones: ○ Hoja de datos de seguridad revisada de acuerdo con la regulación de la Comisión (UE) N°2015/830.
- Consejos de formación: ○ Asegurarse que los operarios conocen el riesgo de inflamabilidad. El riesgo de asfixia es a menudo despreciado y debe ser recalcado durante la formación de los operarios.
- Información adicional: ○ La presente Ficha de Datos de Seguridad está establecida de acuerdo con las Directivas Europeas en vigor.

Texto íntegro de las frases H y EUH

Flam. Gas 1	Gases inflamables, Categoría 1
Press. Gas (Comp.)	Gas a presión : Gas comprimido
H220	Gas extremadamente inflamable
H280	Contiene gas a presión; peligro de explosión en caso de calentamiento

RENUNCIA DE RESPONSABILIDAD

- Antes de utilizar el producto en un nuevo proceso o experimento, debe llevarse a cabo un estudio completo de seguridad y de compatibilidad de los materiales.
Los detalles dados son ciertos y correctos en el momento de llevarse este documento a impresión.
A pesar de que durante la preparación de este documento se ha tomado especial cuidado, no se acepta ninguna responsabilidad por las lesiones o los daños resultantes.

Fin del documento