



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

**DISEÑO CONCEPTUAL Y ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE PLANTAS
MODULARES PARA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO EN CHILE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

FRANCIS VICUÑA ÁLVAREZ

PROFESOR GUÍA:
RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
REYNALDO CABEZAS CIFUENTES
MÓNICA ZAMORA ZAPATA

SANTIAGO DE CHILE

2023

DISEÑO CONCEPTUAL Y ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE PLANTAS MODULARES PARA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO EN CHILE

El hidrógeno verde representa una gran oportunidad para Chile, sin embargo, su ciclo de vida completo conlleva varios desafíos. Es por esto que se plantea como objetivo el diseño y estudio de factibilidad técnica y económica de una planta modular para producir hidrógeno en una región del país en base a los recursos disponibles localmente, para operar desde el 2030. El diseño contempla únicamente la etapa de producción del hidrógeno y la modularidad se ve representada en la posibilidad de replicar la planta en otros lugares y escalar el diseño acorde a las necesidades o recursos locales.

A partir de la caracterización de la demanda nacional de hidrógeno actual y una proyección al año 2030, se aprecia que la actividad de mayor relevancia y crecimiento para el H_2 corresponde a su utilización como insumo para producir amoniaco. Dado esto, se estudia el mercado del amoniaco en Chile y la disponibilidad de recursos energéticos e hídricos en las zonas donde este se desarrolla. Así, se determina el emplazamiento de la planta en las cercanías de Mejillones para abastecer la producción de amoniaco para explosivos. También, se definen 3 capacidades de producción para el diseño de la planta, 6,5, 11,5 y 16,5 [$ton_{H_2}/día$].

Para la producción del hidrógeno se selecciona un electrolizador tipo PEM modelo Silyzer 300 de Siemens. Para el acondicionamiento del hidrógeno se diseña de un sistema de compresión de 2 etapas con refrigeración intermedia. Un sistema similar se establece para el almacenamiento del oxígeno obtenido como subproducto. También, se contemplan en el diseño bombas, una torre de enfriamiento, intercambiadores de calor y estanques para agua. Los cálculos hechos para cada capacidad de diseño, realizados con ayuda del software EES y *Excel*, permiten obtener ecuaciones paramétricas para el escalamiento de la planta.

Finalmente, se realiza la evaluación económica para cada nivel de producción y 4 casos de estudio en base a dos formas de obtener cada recurso para la electrólisis. Se estiman CAPEX, OPEX e ingresos, se calcula el LCOH y se desarrollan flujos de caja tanto de proyecto puro como de proyecto financiado para obtener distintos indicadores de factibilidad, tales como VAN, TIR, ROI, *Payback* e índice costo-beneficio. Para el proyecto puro de la planta de 16,5 [$ton_{H_2}/día$], en el caso *offgrid + agua desalinizada* se obtienen un VAN y una TIR de 30.858.220 [USD] y 9,52 %, respectivamente; mientras que en el caso *ongrid + agua de red* estos valores son de -5.031.258 [USD] y 7,75 %, respectivamente. Siendo así el primer caso el más conveniente y el último, no rentable. Además, se obtienen valores de LCOH entre 6,70 y 7,85 [USD/ kg_{H_2}]. Finalmente, se estudia un régimen alternativo de operación *ongrid* y se realizan análisis de sensibilidad variando tanto el precio de la electricidad como el de los electrolizadores. Cada una de estas medidas reducen el LCOH en cerca de un 20 % y mejoran el VAN en más de un 1000 %.

“Nada es imposible...”
(Nicolás Massú, 2009)

Agradecimientos

En primer lugar me gustaría agradecer a mi familia. A mi papá Mario, cuyo esfuerzo y sacrificio permitió que tuviera una muy buena educación y nunca me faltara nada, además de ser la mayor influencia en mi elección de carrera. A mi mamá Jannet le agradezco su entrega absoluta, su enorme paciencia e inculcarme todos los valores que me definen como persona. A mi hermano le doy las gracias por ser siempre alguien a quien puedo recurrir cuando no entiendo algo y compartir ñoñerías. También, debo agradecer a mi tío Lolo y a mi wely Inés por su cariño y cuidados de toda la vida, sé que esta es una instancia que les llena de orgullo.

Gracias también a mis amistades y amores. A mi Almiwis, cuyo amor y apoyo constante han sido mi mayor motivación y mi pilar desde hace muchísimos años. A mis amores Gabo, Pablito, Junne, Lia y Nico, quienes están siempre apañando con su cariño y comprensión y me han brindado el espacio más seguro y los momentos más lindos que podría pedir. A mis amigas del colegio Isa, Vale, Nata y Cata, las simplemente eternas e incondicionales, a pesar del tiempo y las (enormes) distancias. A mis panas desde plan común Colipí y Manwell, quienes estuvieron ahí en algunos de mis momentos más duros. A toda la gente bonita del 4to, por toda la ayuda y las risas, por hacer de la salita de almuerzo el mejor lugar de la facultad y por marcar para siempre la idiosincrasia de mecánica con el culto a Chayanne.

Párrafo aparte para realizar una mención honrosa a la mejor partner que podría haber encontrado, mi gran amiga y extrovertida de apoyo emocional Nicole. Sin duda mi paso por mecánica no hubiera sido lo mismo sin ti en demasiados sentidos. Tanto así que no sé si me alcancen las palabras para agradecer todo el apañe, la confianza y los momentos que tuvimos durante estos duros años. Sinceramente, veo este logro como algo compartido porque no lo hubiese logrado sin ti.

Por otro lado, me gustaría agradecer la oportunidad que tuve de participar de distintas formas en la política universitaria y grupos organizados. A pesar de las dificultades, estas fueron grandes experiencias, donde pude crecer muchísimo como persona y atreverme a sobrepasar mis propias limitaciones, además de poder compartir con mucha gente muy bacán.

Por último, pero no menos importante, agradecer a los profesores que me ayudaron a realizar esta tesis. A mi profesor guía, Ramón Frederick, por aceptarme como tesista, darme un tema tan interesante y ayudarme activamente durante todo el proceso de trabajo. También, gracias a mi profesor co-guía, Reynaldo Cabezas, por siempre generar un ambiente de confianza y buena onda y enseñarme muchas cosas que sé que me ayudarán en el futuro.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Antecedentes generales	1
1.2. Motivación	2
1.3. Objetivos	4
1.3.1. Objetivo general	4
1.3.2. Objetivos específicos	4
1.4. Alcances	4
2. Antecedentes	5
2.1. Propiedades del hidrógeno	5
2.2. Producción del hidrógeno	6
2.2.1. Electrólisis	7
2.2.1.1. Electrolizadores alcalinos (AE)	8
2.2.1.2. Electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM)	8
2.2.1.3. Electrolizadores de óxido sólido (SOE)	9
2.2.1.4. Electrolizadores de membrana de intercambio de aniones (AEM)	10
2.2.1.5. Comparación de tecnologías de electrólisis	10
2.2.2. Costos de producción	11
2.3. Almacenamiento del hidrógeno	12
2.3.1. Hidrógeno gaseoso	13
2.3.1.1. Proceso de compresión	13
2.3.1.2. Almacenamiento del hidrógeno gaseoso comprimido (CGH_2)	15
2.3.2. Hidrógeno líquido	18
2.3.2.1. Proceso de licuefacción	18
2.3.2.2. Almacenamiento del hidrógeno líquido criogénico (LH_2)	21
2.3.3. Hidruros metálicos	22
2.4. Aplicaciones del hidrógeno	23
2.4.1. Aplicaciones convencionales	24
2.4.1.1. Refinería de petróleo	24
2.4.1.2. Industria química	25
2.4.1.3. Industria metalúrgica	26
2.4.1.4. Producción de vidrio	26
2.4.1.5. Industria alimentaria	26
2.4.2. Aplicaciones de transporte	27
2.4.3. Aplicaciones estacionarias	28

2.4.3.1.	Grandes consumidores	28
2.4.3.2.	Sistema eléctrico	28
2.4.3.3.	Energía de respaldo	29
2.4.4.	Aplicaciones móviles	29
2.4.5.	Uso del hidrógeno como gas	29
2.5.	Escenario del hidrógeno Chile	30
2.5.1.	Seguridad en el uso del hidrógeno y normativas vigentes	30
2.5.2.	Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde	31
2.6.	Antecedentes básicos sobre el oxígeno	32
2.7.	Mercado eléctrico chileno	33
3.	Metodología	35
4.	Ingeniería Conceptual	37
4.1.	Caracterización de la demanda	37
4.1.1.	Actualidad del hidrógeno verde en Chile	37
4.1.2.	Potencial del hidrógeno verde en Chile	39
4.1.2.1.	Combustibles para camiones mineros	39
4.1.2.2.	Industria metalúrgica	40
4.1.2.3.	Ampliación de los usos del amoniaco	41
4.1.2.4.	Inyección de H_2 en cañerías de gas	41
4.1.2.5.	Resumen del potencial del H_2 verde en Chile	42
4.2.	Selección del mercado objetivo	44
4.3.	Emplazamiento de la planta	44
4.3.1.	Identificación de la zona	44
4.3.2.	Disponibilidad de recursos	45
4.3.2.1.	Recursos energéticos	45
4.3.2.2.	Recursos hídricos	49
4.3.3.	Consideraciones ambientales	51
4.3.4.	Selección de la ubicación	52
4.4.	Definición de la capacidad de la planta	54
4.5.	Selección de tecnologías	55
4.6.	Esquema conceptual de la planta	56
5.	Ingeniería Básica	57
5.1.	Selección de equipos y dimensionamiento	57
5.1.1.	Electrolizador	57
5.1.2.	Acondicionamiento del H_2 para su aprovechamiento	58
5.1.2.1.	Sistema de compresión del hidrógeno	59
5.1.2.2.	Intercambiadores de calor para el hidrógeno	62
5.1.3.	Acondicionamiento del O_2 para su almacenamiento	65
5.1.3.1.	Sistema de compresión del oxígeno	65
5.1.3.2.	Intercambiadores de calor para el oxígeno	67
5.1.4.	Equipos auxiliares	69
5.1.4.1.	Bomba para agua de proceso	69
5.1.4.2.	Bomba para agua de servicio	70
5.1.4.3.	Intercambiador de calor para agua de electrólisis	71
5.1.4.4.	Torre de enfriamiento	73

5.1.4.5. Otros equipos	76
5.2. Diagrama de flujos de la planta	77
5.3. Consumo energético total	79
5.4. Escalamiento de la planta de H_2	79
6. Evaluación económica	81
6.1. Casos de estudio	81
6.2. CAPEX	81
6.3. OPEX	84
6.3.1. Costos de operación variables	84
6.3.2. Costos de operación fijos	85
6.4. Ingresos	87
6.5. Depreciación	88
6.6. Flujos de caja	89
6.6.1. Supuestos considerados	89
6.6.2. Indicadores económicos	89
6.6.3. Resultados de flujos de caja para proyecto puro	90
6.6.4. Resultados de flujos de caja para proyecto financiado	91
6.7. Costo nivelado del hidrógeno (LCOH)	92
6.8. Alternativa de régimen de operación <i>ongrid</i>	92
6.9. Análisis de sensibilidad	93
6.9.1. Variación en el costo de la electricidad	93
6.9.2. Variación en el precio de la tecnología	95
7. Discusión	98
8. Conclusiones	103
Bibliografía	106
Anexos	110
A. Curva de operación torre de enfriamiento	110
B. Diagramas de flujos de plantas de 6,5 y 11,5 [$ton_{H_2}/día$]	111
C. Gráficos de análisis paramétrico	113
D. Evolución de costos de electricidad	115
E. Flujos de caja proyecto puro	116
F. Flujos de caja proyecto financiado	128
G. Flujos de caja alternativa <i>ongrid</i>	140
H. Análisis de sensibilidad para plantas de 11,5 y 16,5 [$ton_{H_2}/día$]	146

Índice de Tablas

2.1.1. Propiedades físicas del hidrógeno [1].	5
2.2.1. Tabla comparativa de distintas tecnologías de electrólisis.	11
2.2.2. Comparación técnico-económica de distintos electrolizadores.	11
2.3.1. Comparación métodos de almacenamiento a mediana escala.	13
4.1.1. Importaciones anuales de fertilizantes [21].	41
4.1.2. Volumen de gas natural en cañerías suministrados anualmente por distintas em- presas nacionales [21].	42
4.3.1. Promedios de radiación global horizontal en distintas comunas.	49
4.4.1. Aporte a la industria y requerimientos hídricos según capacidad.	55
5.1.1. Comparación de distintos electrolizadores PEM.	57
5.1.2. Requerimientos para sistemas Silyzer 300 acorde a capacidad.	58
5.1.3. Resultados del proceso iterativo en compresores de hidrógeno.	60
5.1.4. Parámetros de operación compresores de hidrógeno.	60
5.1.5. Potencia requerida para la compresión del H_2 según capacidad.	61
5.1.6. Cantidad de compresores necesarios según capacidad.	61
5.1.7. Parámetros de operación de refrigeración de H_2 entre etapas.	63
5.1.8. Refrigeración del H_2 entre etapas de compresión.	63
5.1.9. Coeficientes convectivos típicos del agua en intercambiadores de calor.	64
5.1.10. Parámetros de operación de refrigeración de H_2 después de compresión.	64
5.1.11. Refrigeración del H_2 después del proceso de compresión.	64
5.1.12. Producción de oxígeno.	65
5.1.13. Resultados del proceso iterativo en compresores de oxígeno.	66
5.1.14. Parámetros de operación compresores de oxígeno.	66
5.1.15. Potencia requerida para la compresión del O_2 según capacidad.	66
5.1.16. Cantidad de compresores necesarios según capacidad.	67
5.1.17. Parámetros de operación de refrigeración de O_2 entre etapas.	68
5.1.18. Refrigeración del O_2 entre etapas de compresión.	68
5.1.19. Parámetros de operación de refrigeración de O_2 después de compresión.	68
5.1.20. Refrigeración del O_2 después del proceso de compresión.	68
5.1.21. Parámetros de operación bomba para agua de proceso.	69
5.1.22. Potencia de la bomba para agua de proceso.	69
5.1.23. Parámetros de operación bomba para agua de servicio.	71
5.1.24. Flujos y potencia de la bomba para agua de servicio.	71
5.1.25. Parámetros de operación IC para agua de proceso.	72
5.1.26. Flujos máxicos y de calor en IC para agua de proceso.	73
5.1.27. Iteración para encontrar $T_{s,c}$	73
5.1.28. Parámetros faltantes de IC para agua de proceso.	73

5.1.29. Área de transferencia de calor para IC de agua de proceso.	73
5.1.30. Parámetros torre de enfriamiento.	74
5.1.31. Resultados de operación de torre de enfriamiento.	75
5.1.32. Resultados de diseño para la torre de enfriamiento.	75
5.1.33. Potencia ventilador de torre de enfriamiento.	76
5.1.34. Capacidad necesaria en estanque agua de servicio.	76
5.1.35. Capacidad necesaria en estanque agua de proceso.	77
5.3.1. Potencia total y consumo eléctrico de la planta	79
5.3.2. Estimación área necesaria para plata PV adyacente.	79
6.2.1. Costos fijos de adquisición de equipos y componentes de la planta para cada escala de producción.	82
6.2.2. Resultados CAPEX en [USD].	83
6.3.1. Sueldos y cantidad de personal.	86
6.3.2. Resultados OPEX fijo en [USD/año].	86
6.4.1. Ingresos anuales por venta de H_2 y O_2	88
6.5.1. Depreciación anual de la inversión.	88
6.6.1. Resultados proyecto puro, planta de 6,5 [$ton_{H_2}/día$].	91
6.6.2. Resultados proyecto puro, planta de 11,5 [$ton_{H_2}/día$].	91
6.6.3. Resultados proyecto puro, planta de 16,5 [$ton_{H_2}/día$].	91
6.6.4. Resultados proyecto financiado, planta de 6,5 [$ton_{H_2}/día$].	91
6.6.5. Resultados proyecto financiado, planta de 11,5 [$ton_{H_2}/día$].	92
6.6.6. Resultados proyecto financiado, planta de 16,5 [$ton_{H_2}/día$].	92
6.7.1. LCOH para cada caso de estudio y escala de producción.	92
6.8.1. Resultados económicos para alternativa de casos <i>ongrid</i>	93
A.1. Valores de la curva de operación.	110
D.1. Escenarios de costo marginal proyectado, barra Los Changos.	115
E.1. Flujo de caja proyecto puro para caso 1.1, planta 6,5 [$ton_{H_2}/día$].	116
E.2. Flujo de caja proyecto puro para caso 1.2, planta 6,5 [$ton_{H_2}/día$].	117
E.3. Flujo de caja proyecto puro para caso 2.1, planta 6,5 [$ton_{H_2}/día$].	118
E.4. Flujo de caja proyecto puro para caso 2.2, planta 6,5 [$ton_{H_2}/día$].	119
E.5. Flujo de caja proyecto puro para caso 1.1, planta 11,5 [$ton_{H_2}/día$].	120
E.6. Flujo de caja proyecto puro para caso 1.2, planta 11,5 [$ton_{H_2}/día$].	121
E.7. Flujo de caja proyecto puro para caso 2.1, planta 11,5 [$ton_{H_2}/día$].	122
E.8. Flujo de caja proyecto puro para caso 2.2, planta 11,5 [$ton_{H_2}/día$].	123
E.9. Flujo de caja proyecto puro para caso 1.1, planta 16,5 [$ton_{H_2}/día$].	124
E.10. Flujo de caja proyecto puro para caso 1.2, planta 16,5 [$ton_{H_2}/día$].	125
E.11. Flujo de caja proyecto puro para caso 2.1, planta 16,5 [$ton_{H_2}/día$].	126
E.12. Flujo de caja proyecto puro para caso 2.2, planta 16,5 [$ton_{H_2}/día$].	127
F.1. Flujo de caja proyecto financiado caso 1.1, planta 6,5 [$ton_{H_2}/día$].	128
F.2. Flujo de caja proyecto financiado caso 1.2, planta 6,5 [$ton_{H_2}/día$].	129
F.3. Flujo de caja proyecto financiado caso 2.1, planta 6,5 [$ton_{H_2}/día$].	130
F.4. Flujo de caja proyecto financiado caso 2.2, planta 6,5 [$ton_{H_2}/día$].	131
F.5. Flujo de caja proyecto financiado caso 1.1, planta 11,5 [$ton_{H_2}/día$].	132
F.6. Flujo de caja proyecto financiado caso 1.2, planta 11,5 [$ton_{H_2}/día$].	133
F.7. Flujo de caja proyecto financiado caso 2.1, planta 11,5 [$ton_{H_2}/día$].	134
F.8. Flujo de caja proyecto financiado caso 2.2, planta 11,5 [$ton_{H_2}/día$].	135
F.9. Flujo de caja proyecto financiado caso 1.1, planta 16,5 [$ton_{H_2}/día$].	136

F.10.	Flujo de caja proyecto financiado caso 1.2, planta 16,5 [$ton_{H_2}/día$].	137
F.11.	Flujo de caja proyecto financiado caso 2.1, planta 16,5 [$ton_{H_2}/día$].	138
F.12.	Flujo de caja proyecto financiado caso 2.2, planta 16,5 [$ton_{H_2}/día$].	139
G.1.	Flujo de caja proyecto puro caso 2.1, planta 13 [$ton_{H_2}/día$].	140
G.2.	Flujo de caja proyecto puro caso 2.2, planta 13 [$ton_{H_2}/día$].	141
G.3.	Flujo de caja proyecto puro caso 2.1, planta 23 [$ton_{H_2}/día$].	142
G.4.	Flujo de caja proyecto puro caso 2.2, planta 23 [$ton_{H_2}/día$].	143
G.5.	Flujo de caja proyecto puro caso 2.1, planta 33 [$ton_{H_2}/día$].	144
G.6.	Flujo de caja proyecto puro caso 2.2, planta 33 [$ton_{H_2}/día$].	145

Índice de Ilustraciones

1.1.1.	Clasificación del hidrógeno según fuente de energía y método de producción [5].	2
1.2.1.	Trayectoria de emisiones del escenario de Carbono Neutralidad hacia el 2050: mitigación y captura [6].	3
2.1.1.	Densidad energética gravimétrica y volumétrica para distintos combustibles e hidrógeno [9].	6
2.2.1.	Electrolizador AE.	9
2.2.2.	Electrolizador PEM.	9
2.2.3.	Electrolizador SOE.	10
2.2.4.	Electrolizador AEM.	10
2.2.5.	Proyección de precios de producción de H_2 verde en Chile.	12
2.3.1.	Ciclo de compresión con enfriamiento intermedio de 5 etapas [16].	14
2.3.2.	Trabajo eléctrico requerido para compresión de hidrógeno en multietapas, asumiendo temperatura ideal de <i>intercooling</i> de 25 [°C] [17].	14
2.3.3.	Tipos de contenedores de acuerdo a la EIHP [16].	17
2.3.4.	Sistema de almacenamiento de hidrógeno comprimido tipo IV [16].	18
2.3.5.	Diagrama de flujo y gráfico de temperatura vs. entropía para ciclo Linde-Hampson [17].	20
2.3.6.	Diagrama de flujo y gráfico de temperatura vs. entropía para ciclo Linde-Hampson con pre-enfriamiento [17].	20
2.3.7.	Diagrama de flujo y gráfico de temperatura vs. entropía para ciclo Claude [17].	21
2.3.8.	Representación esquemática de un vaso criogénico, diseño y componentes [17].	22
2.4.1.	Aplicaciones del hidrógeno [19].	24
2.4.2.	Pronóstico de demanda de hidrógeno en la producción de amoníaco y metanol para aplicaciones existentes [1].	25
2.5.1.	Costos de producción de hidrógeno en comparación (en verde: producción mediante electrólisis con electricidad renovable) [15].	32
3.0.1.	Esquema de la metodología.	36
4.1.1.	Demanda anual actual de H_2 en Chile [21].	38
4.1.2.	Comparación entre producción actual de H_2 en Chile y proyección al 2030. . .	43
4.1.3.	Demanda anual de H_2 proyectada al año 2030 en Chile.	43
4.3.1.	Localización plantas para producción de explosivos.	45
4.3.2.	Localización distribuidoras de fertilizantes en base a amoníaco.	45
4.3.3.	Clasificación del tipo de energía por región.	46
4.3.4.	Capacidad instalada por tipo de energía para cada región.	46
4.3.5.	Caracterización de la capacidad instalada en ERNC en las comunas de interés.	47
4.3.6.	Proyectos de ERNC aprobados y en calificación según el SEIA.	48
4.3.7.	Potencia total de los proyectos de ERNC por comuna.	48

4.3.8.	Territorios de pueblos indígenas de Chile.	52
4.3.9.	Zonas protegidas en alrededores de Antofagasta y Mejillones.	53
4.3.10.	Zonas protegidas en cercanías de San Antonio.	53
4.3.11.	Ubicación emplazamiento Mejillones.	54
4.3.12.	Tamaño emplazamiento Mejillones.	54
4.3.13.	Pendiente emplazamiento Mejillones.	54
4.6.1.	Esquema conceptual de la planta de producción de hidrógeno.	56
5.1.1.	Diseño modular de electrolizadores Silyzer 300 [48].	58
5.1.2.	Compresor de aire de diafragma Sollant tipo D.	62
5.1.3.	Compresor de aire de diafragma Sollant tipo L.	67
5.1.4.	Tanques para oxígeno.	67
5.1.5.	Bomba centrífuga marca Deke.	70
5.1.6.	Bomba centrífuga marca Beigong.	71
5.1.7.	Estanque de agua modular personalizable.	77
5.2.1.	Diagrama de flujos de la planta de 16,5 $[ton_{H_2}/día]$	78
6.2.1.	Distribución del CAPEX por ítem.	83
6.3.1.	Gasto en electricidad caso <i>offgrid</i> entre los años 2030 y 2050.	84
6.3.2.	Gasto en electricidad caso <i>ongrid</i> entre los años 2030 y 2050.	85
6.3.3.	Distribución del OPEX fijo.	87
6.3.4.	Distribución de costos totales.	87
6.9.1.	VAN respecto a la disminución del costo de la electricidad.	94
6.9.2.	TIR respecto a la disminución del costo de la electricidad.	94
6.9.3.	LCOH respecto a la disminución del costo de la electricidad.	95
6.9.4.	VAN respecto a la disminución del costo de los electrolizadores, planta 6,5 $[ton_{H_2}/día]$	96
6.9.5.	TIR respecto a la disminución del costo de los electrolizadores, planta 6,5 $[ton_{H_2}/día]$	96
6.9.6.	LCOH respecto a la disminución del costo de los electrolizadores, planta 6,5 $[ton_{H_2}/día]$	97
A.1.	Curva de operación.	110
B.1.	Diagrama de flujos de la planta de 6,5 $[ton_{H_2}/día]$	111
B.2.	Diagrama de flujos de la planta de 11,5 $[ton_{H_2}/día]$	112
C.1.	Análisis paramétrico de potencia de electrolizador.	113
C.2.	Análisis paramétrico de potencia de compresor para H_2	113
C.3.	Análisis paramétrico de potencia de compresor para O_2	113
C.4.	Análisis paramétrico de potencia de bomba agua de proceso.	113
C.5.	Análisis paramétrico de potencia de bomba agua de servicio.	113
C.6.	Análisis paramétrico de potencia de ventilador torre de enfriamiento.	113
C.7.	Análisis paramétrico de área de transferencia IC H_2	114
C.8.	Análisis paramétrico de área de transferencia IC O_2	114
C.9.	Análisis paramétrico de área de transferencia IC H_2O	114
C.10.	Análisis paramétrico de flujo másico agua de servicio.	114
C.11.	Análisis paramétrico de potencia total de la planta.	114
D.1.	CMg proyectado acorde al PELP entre 2022 y 2041.	115
H.1.	VAN respecto a la disminución del costo de los electrolizadores, planta 11,5 $[ton_{H_2}/día]$	146
H.2.	TIR respecto a la disminución del costo de los electrolizadores, planta 11,5 $[ton_{H_2}/día]$	146

H.3.	LCOH respecto a la disminución del costo de los electrolizadores, planta 11,5 [ton _{H₂} /día].	147
H.4.	VAN respecto a la disminución del costo de los electrolizadores, planta 16,5 [ton _{H₂} /día].	147
H.5.	TIR respecto a la disminución del costo de los electrolizadores, planta 16,5 [ton _{H₂} /día].	148
H.6.	LCOH respecto a la disminución del costo de los electrolizadores, planta 16,5 [ton _{H₂} /día].	148

1. Introducción

1.1. Antecedentes generales

El hidrógeno, además de ser el elemento más abundante del universo, ha ganado cada vez más interés gracias a su capacidad para contribuir a un futuro energético sustentable y resiliente [1]. Esto se debe principalmente a su gran potencial como vector energético, entendiendo que los vectores energéticos son sustancias, compuestos o dispositivos capaces de almacenar energía de manera que esta puede ser liberada de forma controlada en otro momento o lugar, y que se originan a partir transformaciones de fuentes de energía primarias [2]. El hidrógeno se considera un vector energético porque en su estructura molecular es capaz de almacenar una cantidad importante de energía (teniendo una energía específica 3 veces mayor que la gasolina [3]), la cual se puede liberar cuando sea requerida. Además, este se puede obtener mediante distintos procesos de conversión a partir de recursos energéticos naturales o fuentes primarias como combustibles fósiles, biomasa, electricidad producto de energía solar o energía eólica, etc. [4].

Dependiendo de los recursos energéticos y métodos utilizados en su producción, el hidrógeno puede clasificarse en varios tipos, diferenciados mediante colores como se aprecia en la figura 1.1.1. En primer lugar, se encuentra el hidrógeno negro, el cual se produce a partir de la conversión termoquímica de combustibles fósiles (carbón, gas natural u otros), proceso en el cual se producen además gases de efecto invernadero (GEI), en específico CO . Si a este hidrógeno negro se le aplica una “*water-gas shift reaction*” de forma que se logran capturar los GEI, pasaría a considerarse un hidrógeno azul. Por otro lado, el hidrógeno verde es aquel que se obtiene exclusivamente de fuentes de energía primaria renovables (energía solar, eólica, hidráulica o biomasa) y, además, en su proceso de elaboración prácticamente no se producen GEI.

Así, el hidrógeno puede llevar a un futuro energético más verde gracias a dos aspectos principales: la posibilidad de utilización de métodos más limpios para la producción del hidrógeno, empleando diversas fuentes de energía, y la amplia gama de aplicaciones del hidrógeno que abarcan desde su uso en su forma pura como insumo hasta su aprovechamiento directo como combustible [1].

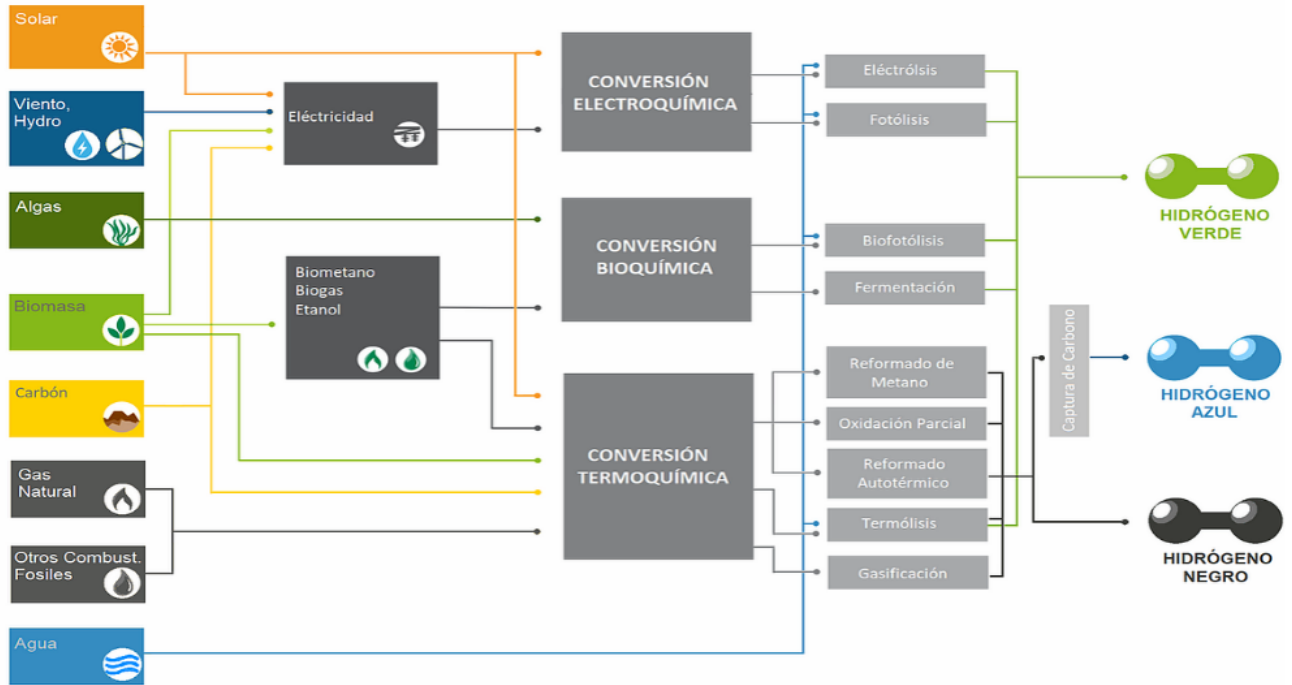


Figura 1.1.1: Clasificación del hidrógeno según fuente de energía y método de producción [5].

1.2. Motivación

La crisis climática global ha evidenciado la creciente necesidad de migrar desde los combustibles fósiles hacia fuentes de energía carbono-neutrales y disminuir lo más posible el impacto que presentan las industrias, medios de transporte o quehacer humano en general. Dentro de estas nuevas vías buscadas, una de las de mayor interés actualmente corresponde al hidrógeno verde.

Dado este contexto, el Ministerio de Energía del Gobierno de Chile el año 2020 presentó su “Plan de Carbono Neutralidad para el Sector Energético al 2050” [6]. Este considera una serie de mejoras e implementación de tecnologías, mediante las cuales aumentar progresivamente la mitigación de GEI, los que se representan universalmente mediante el dióxido de carbono equivalente (CO_2e), como se observa en la figura 1.2.1. De esta forma, se espera que para el 2050 un 21 % del CO_2e mitigado sea gracias a la utilización de hidrógeno. Sin embargo, en la actualidad el hidrógeno verde no es competitivo económicamente respecto a los demás combustibles o formas de producción de hidrógeno. Incluso, se estima que hasta el año 2027 o 2030, no habría condiciones para invertir y lograr un costo competitivo para el hidrógeno verde en comparación con el hidrógeno gris, obtenido a partir de gas natural [7]. Esto se debe a que el ciclo completo de este elemento, desde la generación de la energía necesaria para su obtención hasta su uso final, no es tan sencillo, llevando en muchos casos a la infactibilidad de los proyectos.

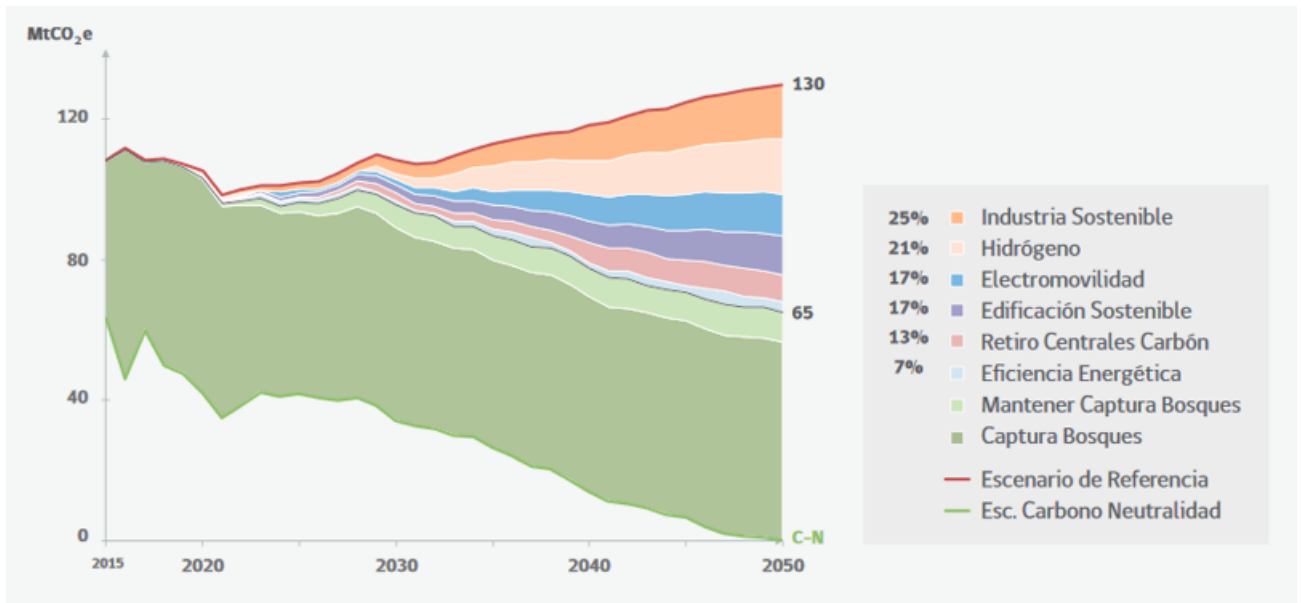


Figura 1.2.1: Trayectoria de emisiones del escenario de Carbono Neutralidad hacia el 2050: mitigación y captura [6].

Tomando en cuenta lo anterior y buscando alternativas factibles que permitan la producción de hidrógeno de forma poco contaminante, surge la idea de diseñar plantas de hidrógeno que sean escalables para adaptarse a los recursos y usos finales locales. Esto consiste en separar la etapa de producción del hidrógeno de las demás tareas como la generación eléctrica, el almacenamiento, la distribución y su uso final, con el fin de factibilizar cada una de estas actividades separadamente. De esta forma el proyecto de ingeniería se enfocaría solamente en la etapa de producción, basándose en los métodos productivos respectivos al hidrógeno verde.

1.3. Objetivos

A continuación, se presentan el objetivo general y los objetivos específicos del presente trabajo.

1.3.1. Objetivo general

Diseñar y estudiar la factibilidad técnica y económica de una planta modular para producir hidrógeno en una región del país en base a los recursos disponibles localmente, para operar desde 2030.

1.3.2. Objetivos específicos

- Recopilar literatura sobre las aplicaciones del hidrógeno verde para sustituir uso de hidrocarburos en diferentes actividades nacionales.
- Seleccionar una ubicación y fijar un rango de capacidades de producción viable para una planta genérica que permita ser replicable en diversas regiones del país.
- Desarrollar la ingeniería conceptual y básica de la planta, en base a una ubicación escogida.
- Estimar los costos de capital y de operación de la planta, y el costo de producción resultante, a través del costo nivelado de hidrógeno (LCOH).
- Evaluar la factibilidad técnica y económica del proyecto.

1.4. Alcances

La ingeniería conceptual y básica de la planta consideran únicamente la etapa de producción del hidrógeno, excluyendo las otras partes del ciclo de este producto, por lo que se debe analizar la forma de obtención de los recursos necesarios, es decir, energía eléctrica y agua. Sin embargo, aunque no se contemple el detalle de los sistemas de almacenamiento, también es necesario tener en cuenta en el diseño las condiciones de almacenamiento que permitan entregar el producto a los clientes.

El diseño está pensado para una única ubicación en Chile, aunque se estudia la forma de replicarlo en otras zonas del país capaces de utilizar energías renovables. Esto, a través de un análisis paramétrico en función de la capacidad de la planta.

Para el estudio económico se toman en cuenta tanto el precio de venta del hidrógeno como el del oxígeno que se obtiene como subproducto del proceso. A partir de esto, se obtienen diferentes indicadores de factibilidad. Además, en este análisis se incluye el costo nivelado del hidrógeno.

2. Antecedentes

2.1. Propiedades del hidrógeno

El hidrógeno es el elemento más abundante del universo y el más simple de todos. Bajo condiciones normales este se presenta como un gas diatómico (H_2), incoloro, inodoro, insípido y no venenoso. Además, se clasifica como un elemento no metálico y posee una masa atómica de 1,00794 [g/mol] [3].

Las principales propiedades físicas del hidrógeno se encuentran resumidas en la tabla 2.1.1, donde además se muestra una comparación con combustibles fósiles.

Tabla 2.1.1: Propiedades físicas del hidrógeno [1].

Propiedad	Hidrógeno	Comparación
Densidad (gas)	0,0827 [kg/m ³] (20 [°C], 1 [bar])	1/10 del gas natural
Densidad (líquido)	70,79 [kg/m ³] (-253 [°C], 1 [bar])	1/6 del gas natural
Punto de ebullición	-252,76 [°C] (1 [bar])	90 [°C] por debajo del GNL
Poder calorífico inferior	120,1 [MJ/kg]	3x de la gasolina
Densidad energética	0,01 [MJ/L]	1/3 del gas natural
Energía específica (licuado)	8,5 [MJ/L]	1/3 del GNL
Velocidad de flama	346 [cm/s]	8x del metano
Límites de inflamabilidad	4-77 % en volumen de aire	6x más amplio que el metano
Temperatura de autoignición	585 [°C]	220 [°C] para la gasolina
Energía de ignición	0,02 [MJ]	1/10 del metano

Algunas de estas propiedades derivan en inconvenientes que son de vital importancia para tener en consideración al trabajar con el hidrógeno y pueden llegar a dificultar el avance de las tecnologías:

- Dado que la molécula de hidrógeno en estado gaseoso es incolora e inodora y, en caso de producirse combustión, su llama no es visible a la luz del día, se dificulta enormemente la detección de fugas. Además, siendo una molécula tan pequeña, esta se fuga con facilidad a través de ciertos materiales. Esto afecta en mayor medida los procesos de transporte y almacenamiento, para los cuales se requieren materiales específicos.
- Debido al amplio rango entre los límites inferior y superior de inflamabilidad, las fugas de hidrógeno corren el riesgo de incendiarse o estallar. Además, a pesar de tener una alta temperatura de autoignición, la energía de ignición es bastante baja, lo que hace al hidrógeno más propenso a inflamarse. Por lo tanto, se debe procurar mantenerlo aislado

de cualquier chispa o descarga de electricidad y trabajar en espacios abiertos que eviten la concentración de estos gases.

Sin embargo, la característica más relevante que hace llamativo al hidrógeno en el contexto de los procesos de descarbonización energética corresponde a su poder calorífico o energía específica (llamada también densidad de energía gravimétrica) [8]. En la figura 2.1.1, se muestra una comparación de la densidad de energía gravimétrica y la densidad volumétrica (conocida también como densidad energética) para varios combustibles fósiles y el hidrógeno en distintos estados.

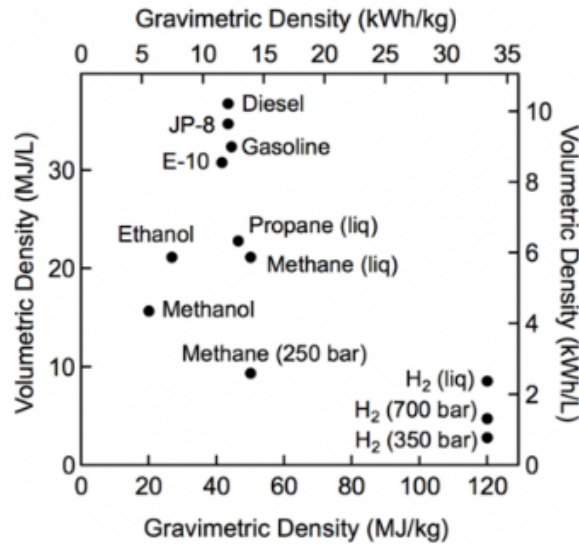


Figura 2.1.1: Densidad energética gravimétrica y volumétrica para distintos combustibles e hidrógeno [9]

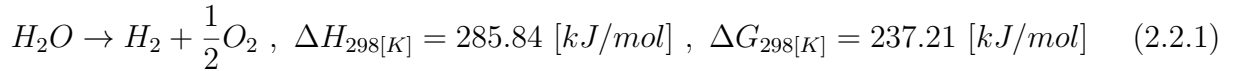
A partir de la figura 2.1.1 y los datos expuestos en la tabla 2.1.1, es posible ver claramente que el hidrógeno contiene una mayor energía por unidad de masa que los combustibles fósiles. En particular, la densidad de energía gravimétrica del hidrógeno es 3 veces mayor a la de la gasolina. Sin embargo, el hidrógeno al ser el elemento más ligero, presenta una densidad volumétrica muy pequeña. Es por esto que, para satisfacer la misma demanda energética que los demás combustibles, se requieren mayores volúmenes de hidrógeno [1].

2.2. Producción del hidrógeno

En la actualidad, cerca del 96 % del hidrógeno es generado mediante combustibles fósiles, específicamente 49 % por gas natural, 29 % por hidrocarburos líquidos y 18 % mediante carbón [10]. De esta forma, producción anual de hidrógeno consume unos 205.000 [m^3] de gas natural y 107 [Mt] de carbón (correspondientes al 6 % y 2 % del consumo mundial de gas natural y de carbón respectivamente). Estos procesos generan altos niveles de emisiones de GEI, debido a lo cual la producción mundial de hidrógeno genera actualmente 830 [$Mt CO_2/año$], lo que es equivalente a las emisiones anuales de CO_2 de Reino Unido e Indonesia en conjunto [1]. Sin embargo, el 4 % restante del hidrógeno producido se obtiene a partir de la separación del agua y, en menor medida, a partir de procesos biológicos, los cuales corresponden a procesos de baja o nulas emisiones de GEI. En estos casos cuando se utilizan

ERNC se habla de hidrógeno verde.

La separación del agua, proceso conocido en términos generales como hidrólisis, permite obtener hidrógeno y oxígeno. Para una temperatura teórica de 25 [°C] o 298 [K], esto se puede expresar como muestra la ecuación 2.2.1, donde se aprecia que la reacción es endotérmica ($\Delta H > 0$) y no espontánea ($\Delta G > 0$) [11]. Esta hidrólisis puede realizarse utilizando diversas técnicas como lo son la electrólisis, la termo-electrólisis, la termólisis y la fotocatalisis, entre otras. Sin embargo, de todas estas técnicas, se estima que la producción de hidrógeno por electrólisis de agua será la opción más competitiva económicamente en un futuro cercano. Esto principalmente cuando la energía utilizada proceda de fuentes renovables y los proyectos cuenten con el respaldo de las políticas públicas de los gobiernos, expresado mediante impuestos al carbono y subvenciones [10].



2.2.1. Electrólisis

La electrólisis del agua consiste en la aplicación directa de corriente eléctrica al agua con el fin de romper los enlaces que componen la molécula. La corriente eléctrica es la única fuente de energía y esta pasa directamente a través de un ánodo y un cátodo sumergidos en agua. De esta forma, el hidrógeno se produce en la superficie del cátodo. Mediante este proceso se obtiene un hidrógeno de muy alta pureza, del orden del 99,999 % en volumen. Es importante destacar que la producción de hidrógeno por electrólisis es apropiada para su uso directo en celdas combustibles de baja temperatura, las cuales son sensibles a los flujos de hidrógeno, a diferencia del hidrógeno derivado de combustibles fósiles o de biomasa. Además, este método presenta ventajas como la flexibilidad de integración con diferentes tecnologías de generación de energía renovable y la madurez de la ingeniería [12].

Los principales costos responden al elevado consumo de electricidad por parte del electroizador, lo que lleva a aumento en los costos de producción del hidrógeno. Sin embargo, este costo puede ser minimizado llegando a ser competitivo, siempre y cuando la energía necesaria proceda de fuentes de energía renovables [12]. Debido a esto es crucial tener en consideración la eficiencia eléctrica de los electrolizadores, la cual se define a continuación [11]:

$$\eta_{el} = \frac{\dot{m}_{H_2,prod} \cdot LHV_{H_2}}{P_{el}} \quad (2.2.2)$$

Donde $\dot{m}_{H_2,prod}$ corresponde al flujo másico de hidrógeno producido (en [kg/s]), LHV_{H_2} , a su poder calorífico inferior (en [J/kg]) y P_{el} , a la potencia eléctrica utilizada (en [W]).

Con respecto al recurso hídrico necesario para la producción de hidrógeno mediante electrólisis, este es de aproximadamente 9 [L_{H_2O}/kg_{H_2}] dependiendo de la tecnología. Además, por cada kilogramo de H_2 producido, se obtienen 8 [kg] de oxígeno como subproducto, el cual es ampliamente utilizado para propósitos de gran escala. Si bien la escasez de agua en algunas zonas podría ser un obstáculo para su implementación, el uso de agua de mar sería una solución asequible en zonas costeras. Esto se debe a que, al emplear desalinización por ósmosis inversa, en la electrólisis del agua se incurre en un costo adicional de 0,01 a 0,02

[USD/kg_{H_2}], considerando una demanda de 3 - 4 [kWh/m^3] en una planta de osmosis inversa y un costo de 0,7 - 2,5 [USD/m^3] [13].

Actualmente existen diversas tecnologías de electrolizadores: electrolizadores alcalinos (AE), electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM), electrolizadores de óxido sólido (SOE) y electrolizadores de membrana de intercambio de aniones (AEM). Los primeros son los más conocidos, mientras que los 2 últimos se encuentran aún proceso de maduración de su tecnología [12].

2.2.1.1. Electrolizadores alcalinos (AE)

Los electrolizadores alcalinos corresponden a la tecnología más común y madura para la producción del hidrógeno. La celda de electrólisis alcalina consiste en dos electrodos inmersos en un medio electrolítico alcalino líquido formado por una solución de potasa cáustica a un nivel de 20-30 % de KOH . En la figura 2.2.1 se puede apreciar el sistema y las ecuaciones químicas que lo gobiernan. Se utiliza un diafragma para separar los electrodos y evitar el contacto entre los gases producidos por razones de seguridad y eficiencia. Este diafragma debe ser permeable a las moléculas de agua y a los iones de hidróxido (OH). Los electrodos están formados por placas de acero tratados con níquel para mejorar la resistencia de la placa a la corrosión. También, se añaden otros metales para mejorar el rendimiento del electrodo, como vanadio y hierro en el cátodo y cobalto en el ánodo [12].

La eficiencia global de la electrólisis alcalina es de aproximadamente de un 70 %. Sin embargo, esta eficiencia puede aumentar realizando la reacción a bajas densidades de carga, considerando que los electrolizadores alcalinos comerciales trabajan a densidades de corriente que oscilan entre los 240 y los 450 [mA/cm^2]. Por otro lado, el rendimiento de la reacción de electrólisis alcalina se ve afectado dramáticamente por la temperatura de la celda. Debido a esto, cuanto mayor sea la temperatura de la celda, menor será su eficiencia de Faraday, es decir, la eficiencia con la que se transfieren las cargas en un sistema que facilita una reacción electroquímica.

2.2.1.2. Electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM)

En los electrolizadores PEM se utiliza una membrana sólida polisulfonada como electro-lito. Como se aprecia en la figura 2.2.2, en este sistema se bombea agua al ánodo, donde se divide en protones (H^+), oxígeno y electrones. Solamente los protones formados pueden pasar a través de la membrana, por lo que los electrones son obligados a pasar del polo positivo (ánodo) al polo negativo (cátodo) a través de un circuito externo. Para que esto ocurra se requiere de la aplicación de una diferencia de potencial y cuando los electrones llegan al cátodo se combinan con los protones para formar el hidrógeno [12].

La membrana está hecha a partir de un polímero de ácido perfluorosulfónico y existen varias opciones comerciales. La principal característica de estas membranas es su alta eficiencia, alta resistencia, alta estabilidad oxidativa, buena durabilidad, estabilidad dimensional frente a cambios de temperatura y alta conductividad de protones. Debido a las condiciones particulares que deben tener las membranas como la permeabilidad frente los protones, la exposición a condiciones corrosivas ($pH < 2$) y el trabajo a condiciones de voltaje muy elevadas con altas densidades de corriente, se requieren materiales muy específicos y raros como el platino, el iridio y el rutenio. Estos materiales al ser tan poco abundantes y costosos

aumentan drásticamente los costos de estas tecnologías.

A pesar de su mayor costo, los electrolizadores PEM son capaces de operar a densidades de corriente mucho más altas en comparación con los AE, llegando a densidades de corriente de hasta unos 2 [A/cm²]. Esto gracias a que su delgada membrana con buena conducción de protones limita las pérdidas óhmicas. Esto es crucial, pues permite a los electrolizadores PEM reducir los costos de la electrólisis con respecto a los AE. Otra diferencia que presentan los PEM respecto a los AE, es que en estos el aumento de la temperatura conduce a una ligera mejora en el rendimiento.

Otro aspecto en el que destacan los electrolizadores PEM son sus notables propiedades estructurales debido al uso de un electrolito sólido, lo que les permiten alcanzar altas presiones de operación. Esto es muy útil, ya que permite obtener hidrógeno a alta presión y esto reduce la energía necesaria para comprimir y almacenar el hidrógeno producido.

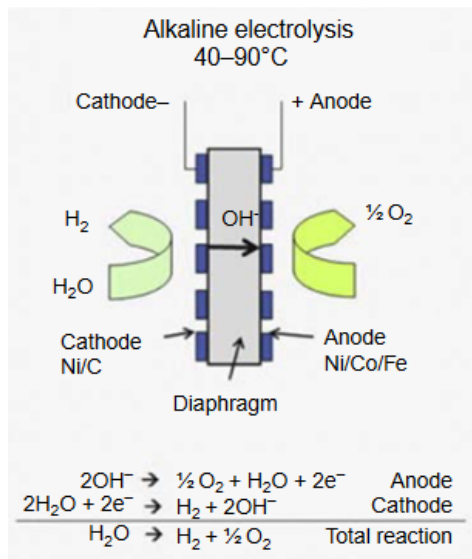


Figura 2.2.1: Electrolizador AE.

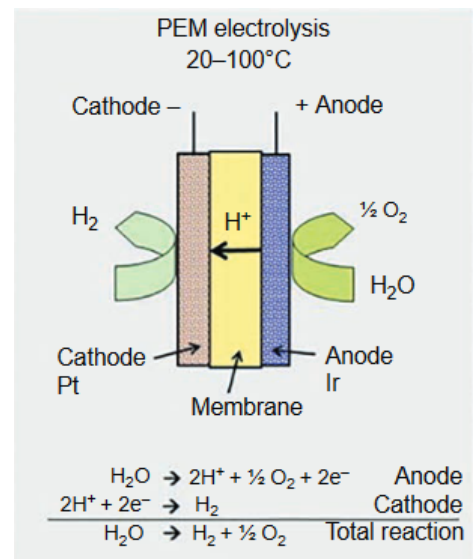


Figura 2.2.2: Electrolizador PEM.

2.2.1.3. Electrolizadores de óxido sólido (SOE)

Los electrolizadores SOE utilizan agua en forma de vapor para convertir la energía eléctrica en energía química y producir hidrógeno ultra-puro con una alta eficiencia. Son capaces de trabajar a altas presiones y temperatura que oscilan entre los 500 [°C] y los 800 [°C]. El electrolito de una celda SOE consiste en una fina membrana conductora de iones. Los electrodos son porosos y están hechos de materiales compuestos o metálicos. Su funcionamiento se basa en el bombeo del vapor de agua hacia el cátodo, donde se reduce a hidrógeno. Después de pasar por la membrana, los iones de óxido (O^{2-}) se recombinan con el oxígeno cerca del ánodo liberando electrones, como se muestra en la figura 2.2.3 [12].

Esta tecnología sigue en desarrollo y aún no se encuentra comercializada [1]. Sin embargo, su mayor atractivo radica en su capacidad de funcionar a temperaturas muy altas. Eso debido a que, al aumentar la temperatura, el aporte eléctrico necesario para impulsar la reacción disminuye. Además, la alta temperatura operativa conduce a una mejora de la cinética de

la reacción y una reducción de las pérdidas en la reacción del electrodo. Sin embargo, la electrólisis SOE también sufre una degradación prematura y una falta de estabilidad.

2.2.1.4. Electrolizadores de membrana de intercambio de aniones (AEM)

En los últimos años se ha desarrollado una nueva tecnología correspondiente a los electrolizadores AEM, los cuales aún se encuentran en fase de laboratorio. Estos funcionan de forma similar a los PEM, salvo que en los AEM el portador de la carga es el anión OH^- en lugar del protón H^+ . El componente más relevante del electrolizador AEM es su membrana, la cual permite la permeabilidad de los iones de hidróxido (OH^-), pero al mismo tiempo actúa como barrera para los gases y los electrones producidos por la reacción química. Además de su acción de barrera y de una buena conductividad térmica, la membrana requiere de una alta estabilidad térmica, mecánica y química, lo que se logra mediante su matriz polimérica [12].

Un aspecto positivo de estos electrolizadores es que funcionan en condiciones básicas, a diferencia de los PEM que los hacen en condiciones ácidas. Gracias a esto, los electrodos AEM no requieren del uso de platino y se pueden emplear materiales más baratos. Además, no necesitan una solución concentrada de KOH , lo que hace que las condiciones de funcionamiento e instalación sean menos críticas y más fáciles.

Sin embargo, las celdas AEM han mostrado contar con una baja durabilidad con respecto a los otros métodos de electrólisis. Además, no pueden funcionar a altas temperaturas, ya que estas pueden incluso llegar a provocar daños químicos severos en las celdas AEM y una menor conductividad iónica.

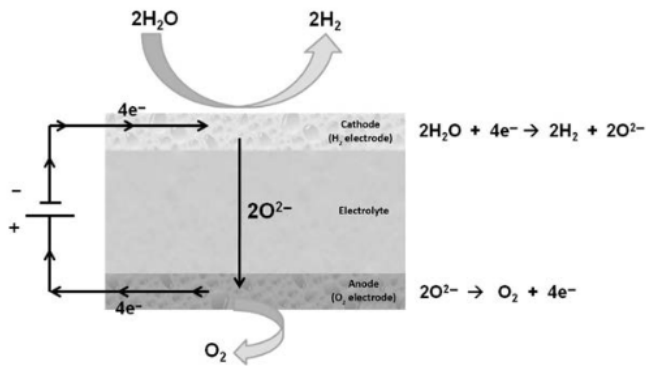


Figura 2.2.3: Electrolizador SOE.

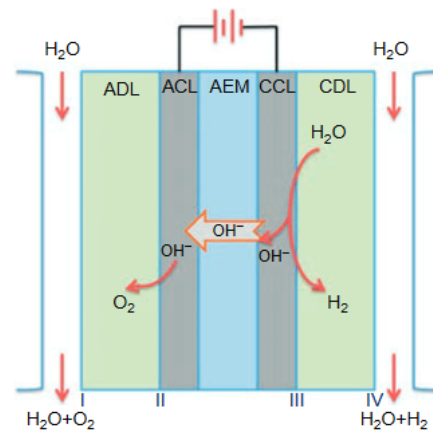


Figura 2.2.4: Electrolizador AEM.

2.2.1.5. Comparación de tecnologías de electrólisis

A continuación, en la tabla 2.2.1 se presenta un resumen de ventajas y desventajas de cada uno de los tipos de electrolizadores.

Tabla 2.2.1: Tabla comparativa de distintas tecnologías de electrólisis.

Tecnología	Ventaja	Desventaja
AE	Tecnología madura Baja temperatura de operación Bajo costo Pila en rango de MW Rápidos tiempos de partida	Baja densidad de corriente Cruce de gases a través de la membrana Operación poco dinámica Baja presión de operación Electrolito líquido corrosivo
PEM	Alto rendimiento Baja temperatura de operación Electrolito sólido reduce la corrosión y facilita su manejo Rápida respuesta del sistema y operación dinámica Diseño de celda compacto	Alto costo de componentes Catalizador de metal noble
SOE	Eficiencia eléctrica del 100 % Catalizador no noble, lo que reduce costos Apto para aplicaciones combinadas de electricidad y calor	Tecnología en desarrollo Diseño de sistema voluminoso Fácil corrosión y ruptura de componentes Tiempo de arranque prolongado No hay información de costos
AEM	Catalizador no noble, lo que disminuye costos Electrolito no corrosivo Diseño de celda compacto Ausencia de fugas Altas presiones de operación	Etapas de laboratorio Bajas densidades de corriente Baja durabilidad Rápida degradación de la membrana

En la tabla 2.2.2 se comparan distintas características técnico-económicas de los distintos electrolizadores [12][1]. Esta comparación no considera los AEM al ser la tecnología menos desarrollada.

Tabla 2.2.2: Comparación técnico-económica de distintos electrolizadores.

Parámetro	AE	PEM	SOE
Temperatura de la celda [°C]	40-90	50-80	650-1000
Presión de la celda [bar]	<30	20-50	1-15
Densidad de corriente [A/cm^2]	<0,45	1,0-2,0	0,3-1,0
Producción de H_2 por celda [kg/h]	124,6	35,6	<1
Área de la celda [m^2]	<3,6	<0,13	<0,06
Consumo específico de energía [kWh/kg]	47,2-53,9	49,4-56,2	28,1-39,3
Eficiencia eléctrica [%]	65-71	63-68	100
Eficiencia global [%]	51-60	46-60	76-81
Vida útil [kh]	55-120	60-100	8-20
Degradación de la eficiencia [%/año]	0,25-1,5	0,5-2,5	3-50
CAPEX [USD/ kW_e]	500-1400	1100-1800	2800-5600
Costos de mantenimiento [%/inversión]	2-3	3-5	n.a.

2.2.2. Costos de producción

Para estimar el costo de producción del hidrógeno se requiere del Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH, por sus siglas en inglés). Esta variable indica cuánto cuesta producir 1 [kg] de hidrógeno considerando los costos de inversión y los costos de operación requeridos para su producción. Estos cálculos suelen considerar 2 escenarios [14]:

- **Ongrid:** Producción mediante electrólisis del agua alimentada con electricidad procedente de la red eléctrica nacional.

- **Offgrid:** Producción mediante energías renovables, considerando tres posibles fuentes (fotovoltaica, eólica terrestre y eólica marina, cuando es posible) conectadas directamente al electrolizador, es decir, sin conexión a la red.

En el caso de Chile, el año 2019 el Ministerio de Energía levantó su “Estrategia para el mercado de Hidrógeno verde en Chile”, donde se realizó una proyección de los precios de producción de hidrógeno verde basado en ERNC en el país (en $[\text{USD}/\text{kg}_{\text{H}_2}]$). Esto se puede apreciar de forma sintetizada en la figura 2.2.5.

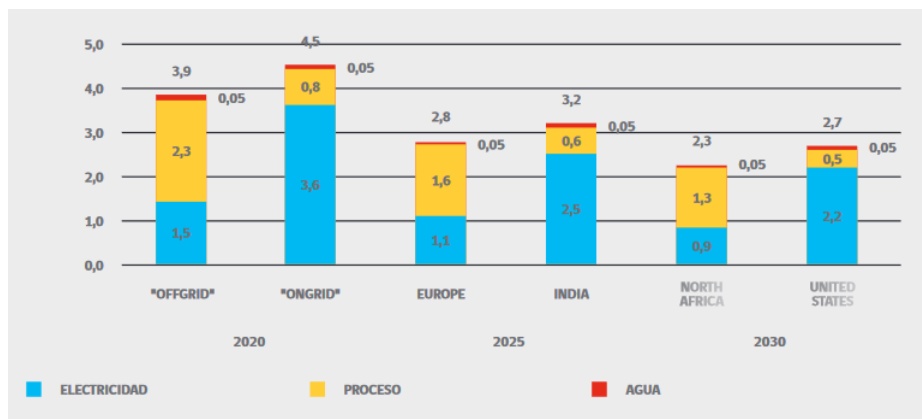


Figura 2.2.5: Proyección de precios de producción de H_2 verde en Chile.

Como se aprecia en los gráficos, el principal factor que determina el costo del hidrógeno verde es el costo de la electricidad. El costo de la electricidad es notoriamente menor en el caso de plantas no conectadas a la red, ya que esto no implica costos de transmisión y servicios complementarios existentes en el precio de la electricidad de la red. Otro beneficio de la producción *offgrid* es que el factor de emisiones es nulo al usar electricidad 100% limpia. Esto no sucede al conectarse a la red, puesto que esta aún es alimentada en gran parte por fuentes fósiles. El precio del agua es la componente de menor influencia en el precio productivo, ya que solamente se requieren alrededor de $9 [\text{L}/\text{kg}_{\text{H}_2}]$ [15].

2.3. Almacenamiento del hidrógeno

Al momento de almacenar un combustible es crucial tener en cuenta la densidad volumétrica de este, ya que con esto es posible saber la cantidad de energía que se está acumulando. Para esto, se utiliza como valor del poder calorífico, el cual representa la entalpía de combustión del combustible, es decir, la diferencia de entalpía entre los productos y los reactantes al realizar una combustión completa a determinadas condiciones de presión y temperatura. En el caso de formarse agua líquida en los productos de la combustión se le conoce como poder calorífico superior (HHV), mientras que si el agua se encuentra en estado gaseoso se le llama poder calorífico inferior (LHV). El valor de HHV es siempre mayor al de LHV, ya que en este último se descuenta el calor de vaporización del agua [13].

Como se mencionó anteriormente, una de las principales características por las cuales destaca el hidrógeno entre otros combustibles es su poder calorífico inferior, el cual llega a ser 3 veces mayor al de la gasolina. Sin embargo, debido a su muy pequeña densidad volumétrica en condiciones ambientales, su densidad energética es sólo un tercio de la del gas natural

(ver tabla 2.1.1). Es por esto que, dependiendo del método de almacenamiento, puede llegar a requerirse una gran infraestructura para acumular la misma cantidad de energía.

Afortunadamente, el hidrógeno presenta varias alternativas de almacenamiento, tales como gas comprimido (CGH_2), hidrógeno líquido (LH_2) o materiales sólidos hidrogenados. De estas opciones, las dos primeras mencionadas son las más comunes presentando un alto nivel de madurez tecnológica y factibilidad económica. A continuación, en la tabla 2.3.1, se muestra una comparación de las técnicas de almacenamiento CGH_2 y LH_2 a mediana escala [13]:

Tabla 2.3.1: Comparación métodos de almacenamiento a mediana escala.

Método	Temp. de alm. [°C]	Presión de alm. [bar]	Densidad [kg/m^3]	Gasto energético [%LHV]	Costo de maquinaria [$kUSD/kWe$]	Costo de contenedor [USD/kg]
CGH_2	20	100 - 200	7,66 - 14,47	3 - 4	3,9	500
LH_2	-253	1	70	30 - 45	7,81	90

El hidrógeno gaseoso posee una gran facilidad de operación a temperatura ambiente y es capaz de alcanzar una densidad de hasta $39,22 [kg/m^3]$ a $700 [bar]$ en tanques de almacenamiento, pero implica altos costos en términos de contenedores. Mientras que, el hidrógeno líquido posee una mayor densidad, siendo factible a pequeña y gran escala, pero presenta un alto costo energético. Por otro lado, el almacenamiento de hidrógeno en sustancias sólidas es un método eficiente y seguro para aplicaciones móviles o estacionarias, con menor requerimiento de volumen y presión.

Otro aspecto a tener en consideración al momento de seleccionar un método de almacenamiento es su capacidad máscica. A partir de esta se tienen 3 categorías de almacenamiento: pequeña escala, cuando se tienen bajo de 5 toneladas ($166,6 [MWh]$, según LHV); mediana escala, para contener entre 5 y 500 toneladas ($166,6$ a $27.770 [MWh]$); y, gran escala, en caso de tener más de 500 toneladas. A mediana escala, las técnicas más comunes para almacenar el hidrógeno puro son las CGH_2 y LH_2 . Sin embargo, las condiciones de presión, volúmenes y tipos de contenedores, entre otras cosas, pueden variar bastante dependiendo de técnica utilizada y las necesidades que se tengan en el diseño de la planta de hidrógeno y su respectivo almacenamiento [13].

2.3.1. Hidrógeno gaseoso

2.3.1.1. Proceso de compresión

El hidrógeno a $20 [°C]$ y $1 [bar]$ presenta una densidad de $0,084 [kg/m^3]$, la cual se eleva a $7,797 [kg/m^3]$ al incrementar la presión hasta $100 [bar]$ [13]. Debido a este aumento de la densidad con la presión, cuando se utiliza el hidrógeno en su forma gaseosa, se comprime por lo general desde la presión atmosférica ($1 [bar]$ aproximadamente) a una presión de $700 [bar]$, con el fin de obtener densidades prácticas y disminuir el volumen necesario para su almacenamiento [16].

Este proceso de compresión requiere aplicar trabajo, el cual varía dependiendo del tipo de compresión y enfriamiento aplicado. El enfriamiento aplicado mientras se comprime el gas permite reducir el trabajo necesario para la compresión. Esto es debido a que la refrigeración

incrementa la eficiencia volumétrica del compresor. A raíz de esto, la compresión de múltiples etapas es más efectiva que la de una sola etapa, ya que es posible enfriar el gas entre etapas mediante el uso de *intercooler*, tal como se aprecia en la figura 2.3.1. Para que el *intercooling* sea perfecto, el gas debe llevarse a su temperatura inicial después de cada etapa.

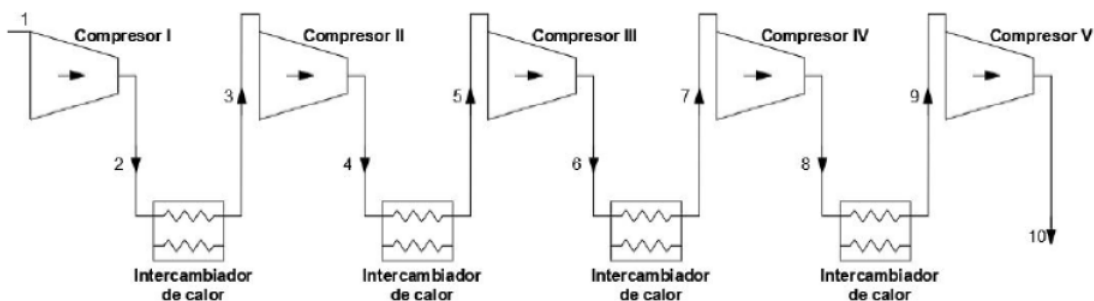


Figura 2.3.1: Ciclo de compresión con enfriamiento intermedio de 5 etapas [16].

En el gráfico de la figura 2.3.2 se presenta la compresión multietapas del hidrógeno en función del trabajo eléctrico requerido [17]. Como se observa en este gráfico, el trabajo eléctrico requerido se reduce a medida que aumenta el número de etapas de compresión. También, se puede apreciar que la presión de aspiración inicial tiene un impacto significativo en el trabajo de compresión [17].

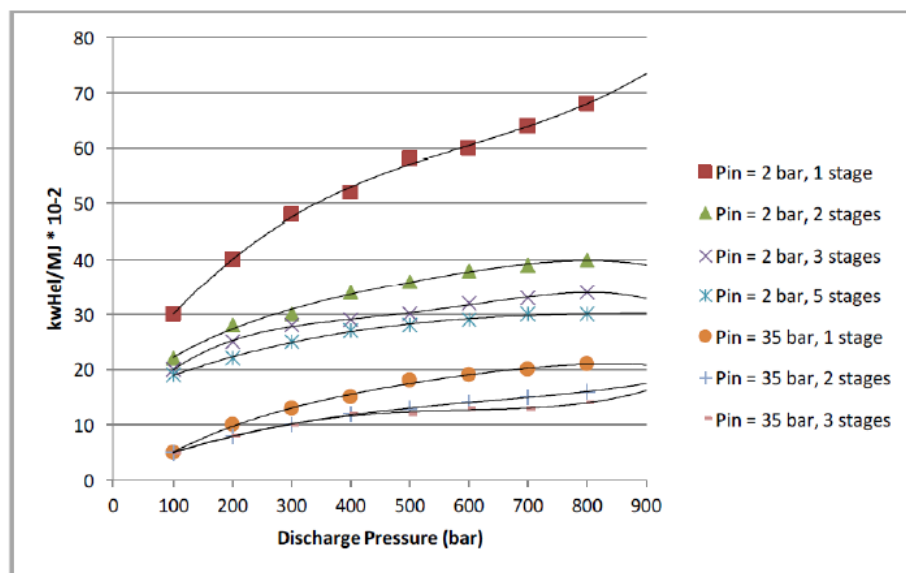


Figura 2.3.2: Trabajo eléctrico requerido para compresión de hidrógeno en multietapas, asumiendo temperatura ideal de *intercooling* de 25 [°C] [17]

A pesar de lo anterior, el cálculo preciso del trabajo requerido para la compresión de hidrógeno requiere de el conocimiento de una ecuación de estado apropiada y de una ecuación calorífica, mas esta información no se encuentra ampliamente disponible. Debido a esto, para simplificar los cálculos, muchos investigadores consideran la compresión de hidrógeno como un procesos isoentrópico (y adiabático), es decir, estos suponen que durante el proceso no hay

intercambio de calor entre el compresor y el medio, y el proceso es reversible. Sin embargo, al considerar que el hidrógeno se comporta como un gas ideal a alta presión se puede incurrir en errores significativos [17].

Desde un punto de vista termodinámico, la forma real de compresión suele estar entre las condiciones teóricas de compresión isotérmica e isoentrópica, las cuales representan un límite inferior y superior del trabajo de compresión respectivamente. En términos prácticos, este proceso no es ni isotérmico, ni isoentrópico, ni adiabático, sino que el trabajo real de compresión se encuentra entre las predicciones de los dos supuesto antes mencionados. Finalmente, este proceso se aborda mejor termodinámicamente mediante una ruta politrópica reversible [17].

Respecto a los equipos necesarios, los compresores de hidrógeno son ampliamente utilizados en las industrias química y petrolera y en el manejo de gases, por lo que se podrían considerar una tecnología madura. Debido a las características particulares y únicas del hidrógeno, sólo los compresores de desplazamiento alternativo son de uso práctico. En esta categoría se tienen 3 tipos de compresores: de pistón, diafragma e iónicos. Para aplicaciones de gran volumen y escala lo más moderno son los de pistones, mientras que para aplicaciones de pequeño volumen se utilizan compresores de pistones o de diafragmas [13].

2.3.1.2. Almacenamiento del hidrógeno gaseoso comprimido (CGH_2)

La compresión del hidrógeno para su almacenamiento es una de los mecanismos más simples, comunes y eficientes en uso. Por lo general, los contenedores utilizados para el almacenamiento de gas natural son adecuados para el almacenamiento de hidrógeno a pequeña escala. Sin embargo, a mediana escala el CGH_2 presenta efectos en los materiales del contenedor diferentes a los del gas natural [13]. El hidrógeno a alta presión se almacena en estanques de paredes gruesas, principalmente de forma cilíndrica o cuasi-conforme, hechos de materiales de alta resistencia para dichas condiciones y garantizar una mayor durabilidad. Lo más moderno en este contexto son los recipientes a presión más grandes con volumen entre 10-100 [Nm^3] [17].

El diseño del estanque debe tener en consideración problemas asociados a los ciclos de carga y descarga del hidrógeno, y también a otros efectos como el envejecimiento, fluencia, fatiga y fragilización. Sin embargo, este diseño aún no se encuentra optimizado, por lo que en la práctica los estanques se sobredimensionan, existe un uso ineficiente del material y se presenta una evaluación pobre sobre la vida útil de los recipientes a presión. Debido a lo anterior, dependiendo del material del estanque elegido, es relevante investigar el efecto de la vida útil del diseño [17] [16].

A mediana escala, existen otras formas de almacenar el hidrógeno. El CGH_2 puede almacenarse tanto sobre tierra como de forma subterránea. Por lo general, en relación a las propiedades de los materiales empleados y los costos de operación, la presión no supera los 200 [bar] para los contenedores sobre tierra y 100 [bar] para los subterráneos, limitando las densidades alcanzables por este método a 14,47 y 7,66 [kg/m^3], respectivamente. Esto, si bien aumenta el volumen del contenedor requerido, y con ello el costo capital, disminuye el costo operaciones gracias a las presiones relativamente bajas, para las cuales se requiere solamente entre 1 y 1,2 [kWh/kg_{H_2}], es decir, entre el 3% y 4% del LHV del hidrógeno, apro-

ximadamente. Por otro lado, el costo capital del contenedor llega hasta los 500 [USD/kg_{H_2}], asumiendo acero como material constitutivo y una presión máxima de 350 [bar] [13].

Para el almacenamiento subterráneo, se tienen principalmente las 2 opciones descritas a continuación [13]:

- **Cavernas de sal:** Método considerado una práctica madura y establecida actualmente, existiendo varias aplicaciones en el mundo con capacidades de hasta 580.000 [m^3]. Esta técnica presenta varias ventajas como una reducción considerable en los costos de construcción, bajas tasas de fuga de hidrógeno, tasas rápidas de inyección y extracción, entre otras. Sin embargo, no todos los terrenos cumplen con los requisitos geológicos para situar esta alternativa, por lo que se necesitan una serie de estudios previos de prospección, capacidad de la caverna, etc., los cuales aumentan los tiempos y costos de inversión. En el caso de Chile, otro factor relevante a considerar al implementar este método, es la gran actividad sísmica a lo largo de todo el país, que eleva el riesgo de fuga.
- **Tuberías enterradas:** Este tipo de almacenamiento posee varias ventajas como alcanzar presiones de hasta 100 [bar], ser de construcción técnicamente simple, lo que reduce los costos de inversión, tener una larga vida útil (sobre 20 años), encontrarse protegidas frente a las condiciones ambientales al estar enterradas un par de metros bajo tierra, y la posibilidad de utilizar el terreno sobre estas para otros fines. En la actualidad las tuberías enterradas se emplean principalmente para el transporte de hidrógeno a menores presiones. Sin embargo, al utilizar técnicas o materiales adecuados, como capas de polímeros dentro de la tubería para evitar la fragilización, sería posible utilizar este método a mediana escala aumentando la presión que resisten hasta unos 350 [bar]. Si este sistema se maneja usando las presiones y diámetros de tuberías de los depósitos de gas natural, se podrían almacenar aproximadamente 12 [ton_{H_2}] por kilómetro de tubería.

Con respecto al almacenamiento en contenedores sobre tierra a mediana escala, se dispone principalmente de las 2 siguientes opciones:

- **Contenedores de gas:** Estos contenedores almacenan gases a una presión muy cercana a la atmosférica, por lo que la capacidad volumétrica necesaria para guardar una determinada cantidad de hidrógeno es considerablemente elevada. Además, estos contenedores pueden llegar a capacidades de hasta los 700.000 [m^3], lo que implicaría acumular sobre 50 [ton_{H_2}]. Si bien actualmente esta técnica se considera obsoleta, aún existen contenedores de gas de hidrógeno en operación, de los cuales el más grande reportado cuenta con una capacidad de 30.000 [m^3].
- **Contenedores esféricos:** Estos contenedores soportan presiones de hasta 20 [bar], logrando capacidades de almacenamiento de hasta 300.000 [m^3]. Actualmente, se consideran como una tecnología madura de uso extendido, empleándose mayormente para almacenamiento de metano. Si bien comúnmente no se utiliza este tipo de contenedores para almacenar hidrógeno gaseosos, al emplear los materiales recomendados, entre otras medidas, sería posible hacerlo factible técnicamente. Sin embargo, esto elevaría aún más el costo capital de este método, ya que debido a su forma esférica de gran volumen, el costo de manufactura es mayor.

Respecto a la construcción de los contenedores, se deben emplear materiales resistentes a la fatiga y a la fragilización por hidrógeno. Para esto, se recomienda evitar el uso de níquel y

la mayoría de sus aleaciones, las cuales se ven severamente afectadas por la fragilización por hidrógeno. Tampoco se deben utilizar hierros fundidos grises, dúctiles y maleables. Generalmente, algunos materiales que se consideran aceptables son aceros inoxidable austeníticos, aleaciones de aluminio, cobre, aleaciones de cobre, titanio y materiales compuestos [13][16].

De acuerdo con el Proyecto Europeo Integrado de Hidrógeno (EIHP), el cual lidera el desarrollo de estándares regulatorios globales para pruebas de hidrógeno, certificación de componentes y sistemas de infraestructura de reabastecimiento de hidrógeno, los recipientes de almacenamiento de hidrógeno y gas comprimido se pueden clasificar en 4 tipos, los cuales se presentan en la figura 2.3.3 y se detallan a continuación [16]:

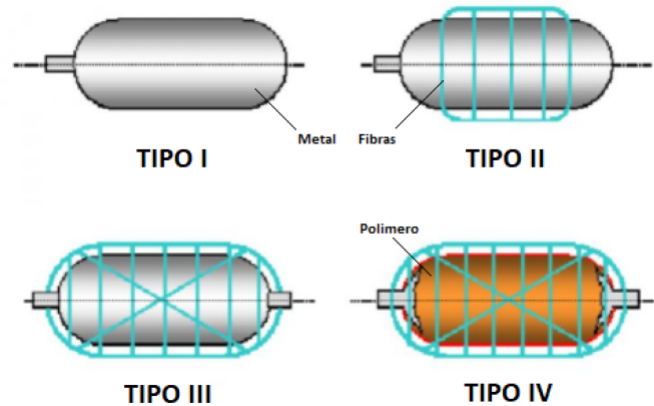


Figura 2.3.3: Tipos de contenedores de acuerdo a la EIHP [16].

- **Tipo I:** Usualmente son cilindros completamente metálicos. Estos contenedores pueden operar a presiones de hasta 175 [bar], en caso de estar fabricados de aluminio, y 200 [bar], si estos son de acero. Se utilizan generalmente para soldadura y son muy pesados y de paredes muy gruesas.
- **Tipo II:** Depósito metálico reforzado con materiales compuestos de fibra de carbono, vidrio o filamentos impregnados de resina en la dirección del aro de la sección cilíndrica. Tanques de este tipo han llegado a soportar presiones de 700 a 1000 [bar]. En este caso, el recipiente metálico y el material compuesto soportan aproximadamente la misma carga estructural. También son estanques muy pesados.
- **Tipo III:** Contenedor que consta de un revestimiento metálico interno usualmente de aluminio, con el fin de evitar las fugas de hidrógeno por difusión, y un recubrimiento de un material compuesto dispuesto en distintas direcciones para soportar los esfuerzos mecánicos. Los estanques más resistentes de este tipo son aquellos que emplean fibra de carbono como material compuesto, siendo capaces de soportar hasta 700 [bar]. Al eliminar las paredes gruesas de materiales metálicos y el mayor uso de materiales compuesto disminuye el peso de estos recipientes en comparación con los de tipo I y II.
- **Tipo IV:** Como se aprecia en la figura 2.3.4, este tanque que presenta un revestimiento interno de material polimérico, por lo general de polietileno de alta densidad, para evitar la difusión del hidrógeno. También, consta de un recubrimiento de fibras de carbono en distintas direcciones para soportar la carga mecánica. En sus extremos puede contar además con un recubrimiento de fibra de vidrio, con el fin de proteger la superficie

externa. Estos contenedores son capaces de soportar una presión máxima en torno a los 700 [bar]. Al eliminar prácticamente todo el material metálico del depósito son mucho más ligeros que los de tipo I y II. Sin embargo, el revestimiento interno polimérico es peor barrera para la difusión del hidrógeno que los metales. Además, estos depósitos son muchos más caros debido al uso de una gran cantidad de fibra de carbono y soportan menores ciclos de carga y descarga.

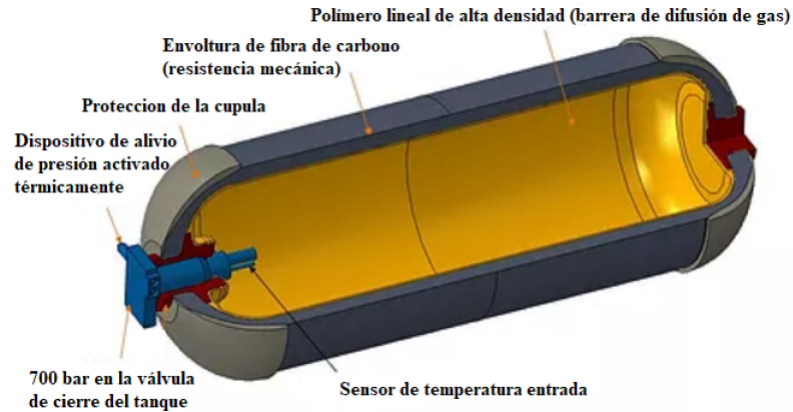


Figura 2.3.4: Sistema de almacenamiento de hidrógeno comprimido tipo IV [16].

Generalmente, los tanques para almacenamiento de hidrógeno comprimido de tipos I y II son empleados en aplicaciones estacionarias como, por ejemplo, estaciones de carga de hidrógeno o laboratorios. Mientras que, los contenedores de tipos III y IV, son empleados preferentemente en vehículos, ya que permiten una mayor densidad en peso de hidrógeno, siendo los sistemas de almacenamiento liviano más avanzados para gas comprimido. Es importante acotar que, en el caso de emplear tanques de gas natural, la regulación europea establece límites de 2 vol % de mezcla de hidrógeno [16].

2.3.2. Hidrógeno líquido

2.3.2.1. Proceso de licuefacción

El hidrógeno líquido se puede obtener a partir de la licuefacción de este. La licuefacción corresponde a pasar gas a líquido mediante la modificación de condiciones de presión y temperatura. Este proceso emplea una combinación de intercambiadores de calor, compresores, válvulas de expansión, etc., con el fin de lograr el enfriamiento requerido, produciendo una fracción de hidrógeno gaseoso y otra líquida. El hidrógeno líquido se almacena en tanques y el gas enfriado se devuelve al compresor a través de los intercambiadores de calor reiniciando el ciclo [17][16].

La licuefacción permite elevar considerablemente la densidad del hidrógeno. Gracias a este proceso, la densidad del hidrógeno líquido saturado es de 70 [kg/m³], es decir, casi 10 veces la densidad del hidrógeno comprimido a 100 [bar]. Actualmente, se considera una tecnología madura, exhibiendo una capacidad instalada de 355 [ton/día] de hidrógeno líquido a nivel mundial. Las plantas de licuefacción hoy en día funcionan con capacidades entre 1 y 10

[ton/día] [13].

Este proceso muestra una gran demanda energética, debido principalmente al extremadamente bajo punto de ebullición del hidrógeno (-252,76 [°C] a 1 [bar], ver tabla 2.1.1), y la necesidad de incluir un proceso de pre-enfriamiento. Esto último ocurre porque el hidrógeno en forma gaseosa no se enfría durante los procesos de expansión isoentálpica para temperaturas por sobre los -73 [°C]. Para el pre-enfriamiento se usa comúnmente nitrógeno líquido [13].

La demanda energética típica de las plantas de licuefacción de hidrógeno existentes fluctúan entre los 10 a 15 [kWh/kg], lo que corresponde al 30 % y 40 % del LHV del hidrógeno, respectivamente. El costo y los requisitos de energía por kilogramo de hidrógeno disminuyen a medida que aumenta la capacidad de la planta. Por otro lado, el proceso de licuación requiere de una inversión capital considerable. Para una planta de licuefacción optimizada de 50 [ton_{H₂}/día] y un consumo energético específico de 6,4 [kWh_e/kg_{H₂}], el costo específico de licuefacción es de 50 [USD/(kg/hr)] [13].

Los ciclos de licuefacción de hidrógeno se dividen en dos grupos principales: el ciclo de licuefacción de Linde-Hampson y el ciclo de licuefacción de Claude. Las principales diferencias entre ambos ciclos radican en cómo se desarrolla el proceso de expansión: el primer ciclo utiliza válvulas de expansión, mientras que el segundo, expansores. La selección de un ciclo termodinámico en particular depende del tamaño proyectado de la planta, el nivel de tecnología disponible, el costo del equipo y, principalmente, la eficiencia del ciclo [17].

Además, otro de los procesos requeridos en la licuefacción del hidrógeno es la purificación de este gas, debido a la necesidad de reducir la concentración de impurezas por debajo de 1 [ppm]. De no efectuar la purificación, estas impurezas causarían obstrucciones en el proceso, ya que son sólidas a 20 [K] [13].

Para tener en consideración en la termodinámica del proceso, es importante destacar que mediante la licuefacción se lleva al hidrógeno a temperaturas menores a -253 [°C], pero a condición de presión atmosférica. Esto da como resultado los siguientes los estados del hidrógeno antes y después de la licuefacción [17]:

- Estado inicial: $T = 298,2$ [K] ; $P = 100$ [kPa]
- Estado inicial: $T = 20$ [K] ; $P = 100$ [kPa]

A continuación se explican en mayor profundidad los dos ciclos de licuefacción mencionados anteriormente:

- **Ciclo de Linde-Hampson:**

Es el ciclo de licuefacción más sencillo y también es conocido como ciclo de expansión de Joule-Thompson. Como se aprecia en la figura 2.3.5, en primer lugar el gas de hidrógeno experimenta una compresión isotérmica a temperatura ambiente (1 → 2). Después, sufre un enfriamiento a presión constante en un intercambiador de calor (2 → 3). Finalmente, se realiza una expansión isoentálpica (3 → 4 y 4 → 5). En este último proceso parte del gas se licúa y el resto se hace recircular por el intercambiador y vuelve al compresor para cerrar el ciclo (5 → 1) [17].

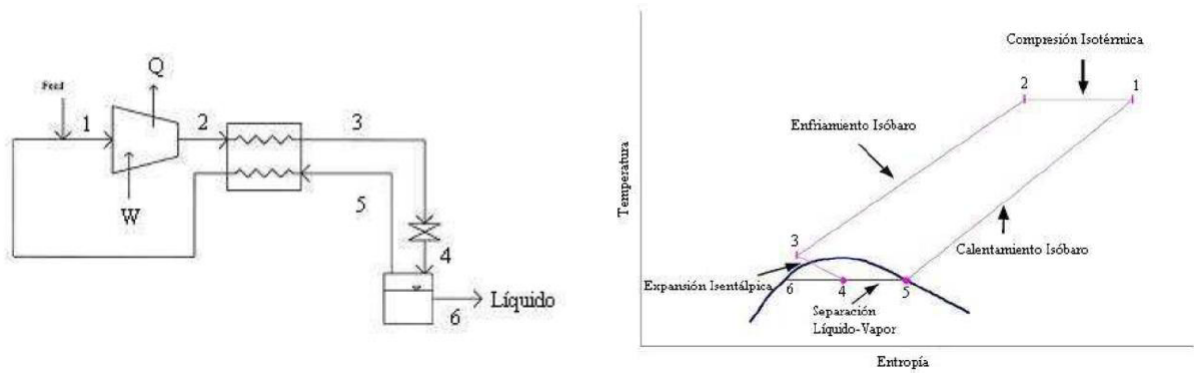


Figura 2.3.5: Diagrama de flujo y gráfico de temperatura vs. entropía para ciclo Linde-Hampson [17].

El ciclo de Linde-Hampson funciona bien en gases como el nitrógeno, el cual se enfría al expandirse a temperatura ambiente. Sin embargo, a temperatura ambiente el hidrógeno se calienta cuando se expande. Para que el hidrógeno gaseoso se enfríe en la expansión su temperatura debe ser menor que su temperatura de inversión, es decir, $202 [K]$ ($-71 [^{\circ}C]$). En los procesos modernos de licuefacción se alcanza dicha temperatura de inversión se utiliza nitrógeno líquido para enfriar el hidrógeno gaseoso hasta una temperatura inferior a $78 [K]$ ($-195 [^{\circ}C]$) antes de la primera expansión de la válvula. El nitrógeno es reciclado en un ciclo continuo de refrigeración (ver figura 2.3.6) [17].

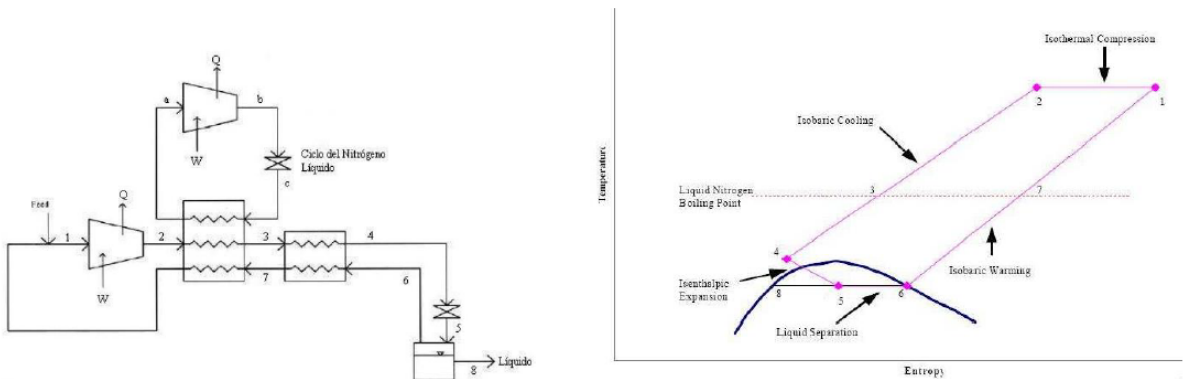


Figura 2.3.6: Diagrama de flujo y gráfico de temperatura vs. entropía para ciclo Linde-Hampson con pre-enfriamiento [17].

- **Ciclo de Claude:**

La mayoría de los procesos de licuefacción de hidrógeno a gran escala se basan en este ciclo, donde el hidrógeno es tanto el producto como el fluido de trabajo, como se ilustra en la figura 2.3.7. En este ciclo, ocurre en primer lugar una compresión isotérmica ($1 \rightarrow 2$) y luego, uno o más intercambiadores de calor reducen la temperatura del fluido de trabajo ($2 \rightarrow 3 \rightarrow 4 \rightarrow 5$). Posteriormente, una válvula Joule-Thomson ($5 \rightarrow 6$) lleva el fluido a un régimen de dos fases: líquido saturado, el cual se elimina del ciclo para ser almacenado (f), y gas saturado, que es recirculado al compresor ($g \rightarrow 7 \rightarrow 8 \rightarrow 9 \rightarrow 1$). Además, ocurre una expansión intermedia isoentrópica en un expansor ($3 \rightarrow e$). La

entrada de gas en el extremo cálido mantiene una masa constante de hidrógeno en el sistema [16].

Las modificaciones del ciclo de Claude incluyen la adición de un segundo compresor, de modo que el primero comprime hidrógeno de presiones bajas a medias y el segundo, de presiones medias a altas. En este caso, el expansor opera entre presiones medias y bajas, lo que proporciona enfriamiento adicional al gas a alta presión a través de su escape. Las variaciones de este sistema a menudo se usan en plantas de licuefacción de hidrógeno a gran escala, combinadas con pre-enfriamiento de nitrógeno, catalizadores de conversión de orto-para múltiples y, típicamente, dos o tres expansores [17].

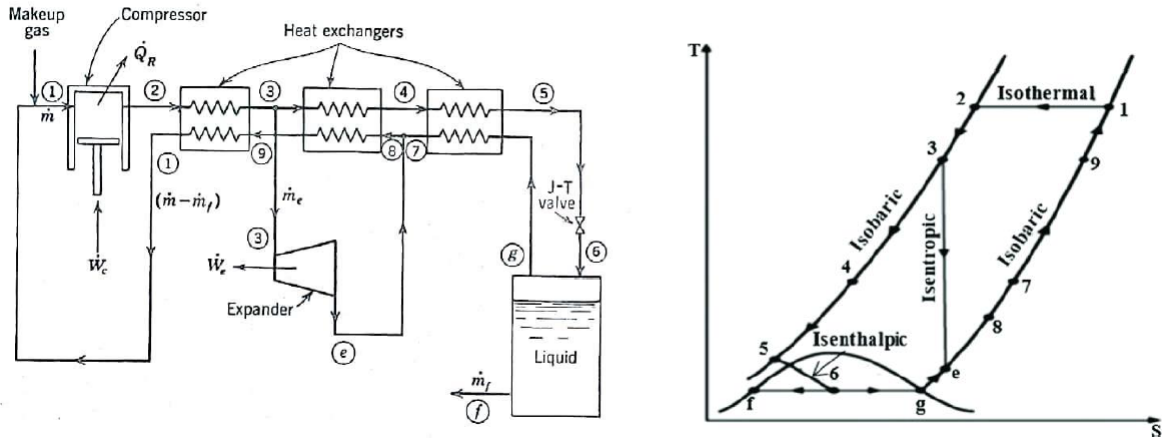


Figura 2.3.7: Diagrama de flujo y gráfico de temperatura vs. entropía para ciclo Claude [17].

El ciclo de licuefacción de Linde-Hampson genera más consumo de energía respecto al ciclo de Claude, debido a que posee una menor eficiencia termodinámica. Específicamente, el ciclo de Linde-Hampson con pre-enfriamiento posee una eficiencia de trabajo reversible de 21,8 %, mientras que el ciclo de Claude, 62,9 %. Sin embargo, el ciclo de Linde-Hampson tiene un bajo costo de equipo total [17][16].

2.3.2.2. Almacenamiento del hidrógeno líquido criogénico (LH_2)

El almacenamiento de hidrógeno líquido es similar al del helio líquido y está bien establecido en la actualidad, especialmente debido a las aplicaciones intensivas en los vuelos espaciales [13]. Los contenedores criogénicos utilizados para almacenar hidrógeno líquido son recipientes metálicos de doble pared con capas de aislamiento intercaladas entre las paredes (ver figura 2.3.8). El recipiente interno se encuentra aislado con un material de varias capas con separadores entre capas que actúan como barreras térmicas. Este recipiente se monta dentro del recipiente externo por medio de accesorios especialmente diseñados. El volumen resultante entre ambos recipientes se vacía para evitar posibles fugas de calor por convección térmica [16].

Para minimizar lo más posible o eliminar las pérdidas térmicas deben considerarse los efectos de la radiación térmica, la convección y la conducción térmica al diseñar los recipientes. En particular, se buscan disminuir las pérdidas por evaporación. La evaporación del hidrógeno

líquido representa una pérdida de hidrógeno y de la energía gastada en su licuefacción, ya que el gas evaporado debe ventilarse debido a la acumulación de presión dentro del contenedor. Este pérdida de hidrógeno almacenado a lo largo del tiempo se conoce como ebullición y a menudo se presenta como el porcentaje de hidrógeno perdido por día (tasa de ebullición). Es posible disminuir la transferencia de calor del medio ambiente al LH_2 almacenado y, por lo tanto, la tasa de ebullición minimizando la relación superficie/volumen de los tanques. Para esto se emplean tanques de forma esférica, ya que tienen la menor superficie por unidad de volumen. Por lo tanto, contenedores más grandes de este tipo presentan menores pérdidas de hidrógeno que las más pequeñas. Además, se utiliza un aislamiento avanzado para minimizar la transferencia de calor a través de las paredes del tanque [13][16].

Al igual que en los contenedores de almacenamiento para CGH_2 , se deben tener ciertas consideraciones al momento de seleccionar los materiales a utilizar en los estanques de LH_2 . Se puede despreciar la fragilización por hidrógeno, ya que en el punto de ebullición la solubilidad del hidrógeno es baja. Sin embargo, la fragilidad de los metales a temperaturas criogénicas limita la elección de materiales. Además, las variaciones de presión y temperatura a las que se someterá el estanque (llenado y vaciado) son significativas, por lo tanto, los puntos de unión a cualquier estructura deben ser capaces de resistir este movimiento. Por lo tanto, para los tanques criogénicos son comúnmente utilizados aceros ferríticos al níquel, que se pueden aplicar hasta -200 [°C], aceros inoxidables austeníticos estabilizados o las aleaciones de aluminio, que son adaptables hasta el cero absoluto [13][16]. Por otro lado, el almacenamiento criogénico debido a la baja presión de trabajo en comparación con los sistemas de almacenamiento de alta presión tiene un gran potencial para reducir el peso mediante el uso de nuevos materiales compuestos con un rendimiento mejorado [17].



Figura 2.3.8: Representación esquemática de un vaso criogénico, diseño y componentes [17].

2.3.3. Hidruros metálicos

En comparación con el almacenamiento del hidrógeno como gas o líquido, el almacenamiento en materiales sólidos presenta como beneficio la posibilidad de menor volumen, menor presión, mayor eficiencia energética y mayor pureza de hidrógeno producido. Sin embargo,

estos sistemas aún se encuentran en fase de desarrollo [16].

El almacenamiento en materiales sólidos se realiza mediante hidruros metálicos, los cuales corresponden a aleaciones formadas a partir de hidrógeno y uno o más elementos metálicos. Al exponer el metal al gas de hidrógeno, estos elementos reaccionan de forma natural produciendo aleaciones compactas y sólidas. Sin embargo, estas aleaciones presentan un enlace químico débil, por lo que al exponerlas a leves condiciones de temperatura o presión, se revierte la reacción liberando el hidrógeno nuevamente. A continuación se presenta, a modo de ejemplo, la ecuación de la reacción reversible para el hidruro de lantano níquel [16]:



Entre los hidruros metálicos más conocidos se encuentran el hidruro de lantano níquel ($LaNi_5H_6$) y el hidruro de calcio cobre ($CaCu_5H_4$). Además, últimamente han ganado atención los hidruros de sodio aluminio ($NaAlH_4$) y el hidruro de magnesio (MgH_2), aunque estos operan a altas temperaturas [16].

2.4. Aplicaciones del hidrógeno

El hidrógeno ha sido utilizado ampliamente en la industria, teniendo al año 2018 una producción estimada de entre 61 y 65 [$Mt/año$]. Del total producido, un 35 % es destinado a la industria química y refinería de combustibles fósiles y un 54 % a la producción de amoníaco. También es utilizado en menor medida en la industria aeroespacial, en grasas y aceites, fabricación de metales, vidrios y electrónica [19].

Además de sus aplicaciones principales, el hidrógeno promete ser una importante alternativa para el reemplazo de combustibles fósiles en diversos sectores a largo plazo. En industrias como transporte, construcción y generación de energía se tiene potencial para usar hidrógeno si los costos de producción y utilización se desarrollan favorablemente en relación con otras opciones de combustibles actualmente utilizados [20]. Debido a esto se pronostica que al año 2050 se producirá un aumento de 100 [Mt] en la producción de hidrógeno para aplicaciones de almacenamiento energético, más específicamente para el sector transporte.

En la figura 2.4.1 se muestran las distintas aplicaciones del hidrógeno presentes a nivel mundial, agrupadas en 5 categorías: convencionales, transporte, estacionarias, móviles y uso de hidrógeno como gas.

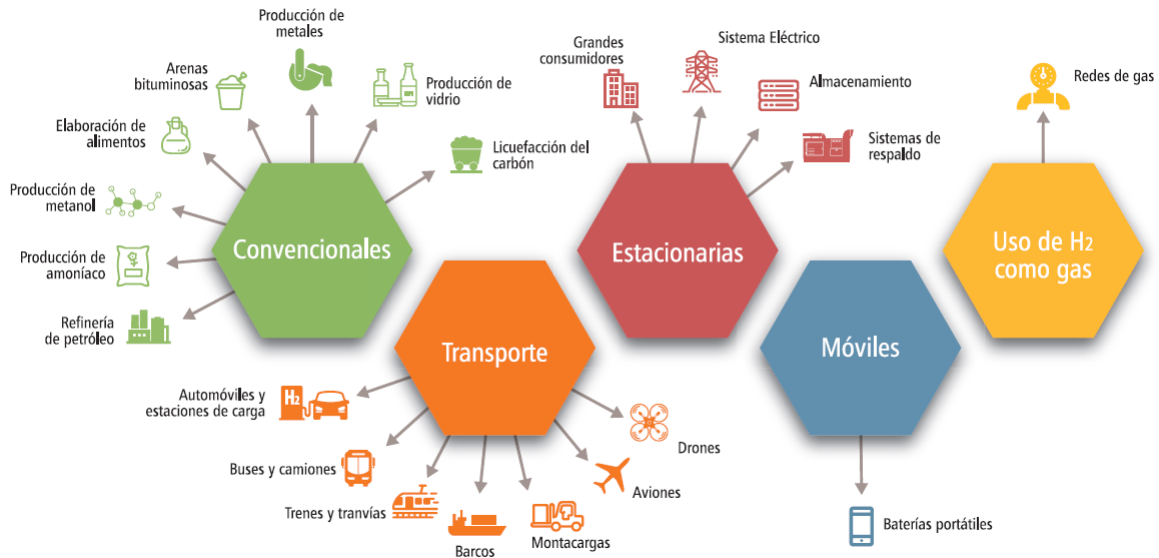


Figura 2.4.1: Aplicaciones del hidrógeno [19].

2.4.1. Aplicaciones convencionales

2.4.1.1. Refinería de petróleo

El refinado de petróleo crudo es un término paraguas que engloba diversos procesos de separación de fracciones de petróleo tales como el gas licuado de petróleo (GLP), el nafta, la gasolina, el gasóleo, el queroseno y el fuel. Debido a los requisitos de calidad del mercado y los estándares de los cortes de petróleo es esencial contar con procesos de tratamiento para eliminar determinados elementos contaminantes como el mercurio, el azufre, el nitrógeno y los aromáticos, y también romper las largas cadenas de hidrocarburos en cadenas más cortas [10].

Los procesos principales del hidroprocesamiento de cualquier refinería de petróleo crudo son el hidrotratamiento y el hidrocraqueo. El hidrotratamiento, también conocido como hidrodesulfuración catalítica, corresponde a un proceso de purificación catalítica, lo que quiere decir que además de los reactivos se incorporan uno o más catalizadores con el fin de regular la velocidad de la reacción. En este procedimiento el hidrógeno se utiliza como reactivo junto al hidrocarburo a refinar y como catalizador suele usarse aluminio u otros metales. Mediante esta técnica se busca eliminar impurezas presentes en los hidrocarburos y, por lo general, se realiza con hidrocarburos de cadena larga para obtener una versión más pura del mismo que pueda ser utilizada directamente como combustible. El hidrocraqueo es otro mecanismo para descomponer las moléculas de gran tamaño hidrocarburos en moléculas más pequeñas. En este mecanismo se le inyecta al hidrocarburo hidrógeno a alta presión y temperatura para romper los enlaces entre átomos de carbono y obtener combustibles más livianos [21].

Los procesos de refinado de petróleo son algunos de los mayores consumidores de hidrógeno en la actualidad, llegando a tener una demanda mundial de hasta 38 [$Mt_{H_2}/año$], como material prima, reactivo y fuente de energía. El uso de hidrógeno es el responsable de alrededor del 20 % de las emisiones totales de las refinerías produciendo unas 230 [$Mt_{CO_2}/año$]. Además, se pronostica que la demanda actual de hidrógeno a gran escala de las refinerías aumentará a medida que se endurezcan las normativas relativas al contenido de azufre de los productos

petrolíferos. Esto genera un mercado potencial para el hidrógeno procedente de vías más limpias, lo que podría reducir las emisiones del ciclo de vida de los combustibles más usados [1].

2.4.1.2. Industria química

El sector químico produce una amplia gama de productos, centrados principalmente de siete “productos químicos primarios”: amoníaco, metanol, etileno, propileno, benceno, tolueno y xilenos mixtos. El hidrógeno conforma la estructura molecular de casi todos estos productos industriales, pero solamente el amoníaco y el metanol requieren grandes cantidades de este elemento como materia prima para su producción. A nivel mundial se utilizan más de 31 [Mt_{H_2} /año] en la producción de amoníaco, y más de 12 [Mt_{H_2} /año] en la metanol [1].

El hidrógeno puede ser utilizado para producir amoníaco (NH_3) a través de un proceso conocido como Haber-Bosch, el cual se emplea en el 90 % de la producción actual de amoníaco. Este compuesto, además de servir como otro vector energético, es el químico sintético que más se fabrica en el mundo y es ampliamente utilizado como componente de fertilizantes en la agricultura (alrededor del 88 % del amoníaco producido se usa para este fin). El amoníaco es también utilizado como gas refrigerante, en limpiadores alcalinos y para la fabricación de colorantes, fibras, plásticos, explosivos, nylon y acrílicos.

El metanol es un compuesto químico utilizado para producir formaldehído, ácido acético y una variedad de otros productos químicos intermedios y tiene el potencial de ser utilizado también como combustible. Así, se convierte uno de los combustibles que podría sustituir a la gasolina o al combustible diésel en los automóviles de pasajeros, camionetas, camiones y autobuses pesados [19].

Se estima que la demanda de hidrógeno par la producción de productos químicos primarios aumentará de 44 [Mt /año] en la actualidad a 57 [Mt /año] en el 2030, a medida que crezca la demanda de amoníaco y metanol. Como se presenta en el gráfico de la figura 2.4.2, se prevé que la demanda de amoníaco para aplicaciones existentes aumente un 1,7 % anual entre 2018 y 2030 y que siga aumentando después. La demanda de metanol para aplicaciones existentes crecerá un 3,6 % anual entre 2018 y 2030. El segmento de la demanda de metanol a olefinas/metanol a aromáticos (MTO/MTA) crece más rápidamente que el total, a un 4,1 % anual durante el mismo periodo, y casi todo este crecimiento procede de China [1].

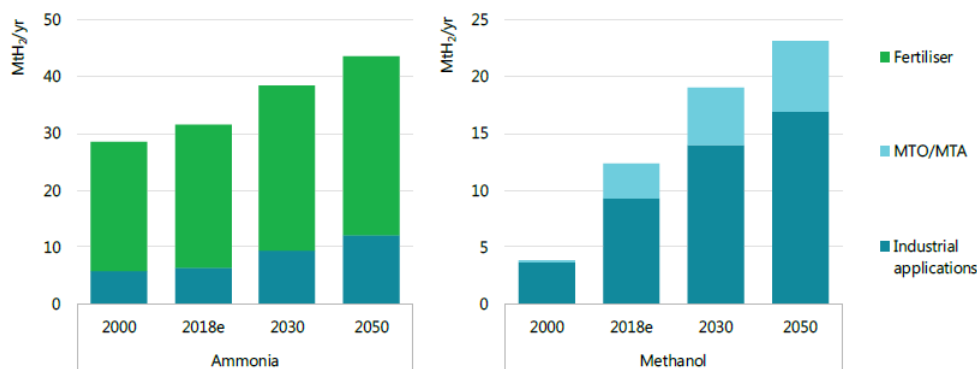


Figura 2.4.2: Pronóstico de demanda de hidrógeno en la producción de amoníaco y metanol para aplicaciones existentes [1].

2.4.1.3. Industria metalúrgica

Las dos principales vías para la producción de acero a partir del mineral de hierro son BF-BOF (Blast Furnace - Basic Oxygen Furnace), con un 90 % de la producción global de acero, y DRI-EAF (Direct Reduction of Iron - Electric Arc Furnace), con aproximadamente un 7 % de la producción global. Aunque en ambos métodos se utiliza hidrógeno como agente reductor, en el proceso BF-BOF el hidrógeno usado corresponde a un subproducto de la quema de carbón y se encuentra mezclado con otros gases en los llamados “gases de salida de fábrica” (WAG). Por otro lado, en el proceso DRI-EAF, el hidrógeno necesario es generado por fabricantes especializados. De esta forma, el método de DRI constituye la cuarta fuente de demanda de hidrógeno en la actualidad (4 $[Mt_{H_2}/año]$, es decir, alrededor del 3 % del total de hidrógeno utilizado), después del refinado de petróleo, el amoníaco y el metanol.

Según las tendencias actuales, se estima que la demanda mundial de acero aumentará en torno a un 6 % al año 2030, debido a la demanda de infraestructuras y el aumento de la población. Dado este escenario, al emplear el método DRI-EAF para abastecer un 14 % de la demanda de acero primario, se requeriría 8 $[Mt_{H_2}/año]$ como agente reductor, duplicando el uso de hidrógeno con respecto a los niveles actuales. Si se utilizara la vía de DRI-EAF para satisfacer el 100 % de la producción primaria de acero, la demanda de hidrógeno en el sector podría alcanzar teóricamente los 62 $[Mt_{H_2}/año]$ [1].

Además, el hidrógeno se puede emplear como agente reductor en la producción de otros metales con aplicaciones comerciales, como el grupo del platino, algunos metales raros como el germanio y el renio, y para la producción de grados especiales de metales (por ejemplo, níquel fino y polvos de cobalto). También, se utiliza hidrógeno en la síntesis de tungsteno y molibdeno, con polvos metálicos muy puros resultantes de la reducción de hidrógeno de sus óxidos [19].

2.4.1.4. Producción de vidrio

En la fabricación de vidrios planos de alta calidad se usa hidrógeno para realizar el pulido superficial de artículos de vidrio y el requemado de bordes tras el proceso de conformado. La utilización de un baño de estaño durante la fabricación de vidrio flotado inerte con mezclas de nitrógeno e hidrógeno ayuda a prevenir la formación de defectos en el vidrio y protege la cámara en las que este se forma. Así, con este procedimiento se eliminan las marcas originadas por lo moldes o se pulen los bordes puntiagudos. Esto les da a los productos de vidrio un aspecto suave y brillante [19] [16].

2.4.1.5. Industria alimentaria

Otra aplicación del hidrógeno corresponde al proceso de hidrogenación, mediante el cual se convierten los aceites vegetales líquidos en grasas sólidas o semisólidas, como las que están presentes en la margarina. Este proceso proceso, al cambiar el grado de saturación de la grasa, cambia algunas propiedades físicas de esta como el rango de fusión. Esto permite estabilizar los aceites, evitando que se descompongan tan fácilmente al contacto con oxígeno, aumentando sus períodos de conservación [19] [16].

2.4.2. Aplicaciones de transporte

Desde hace un tiempo se considera al hidrógeno como un potencial combustible de bajas emisiones de GEI para transporte, sirviendo de alternativa frente a los productos petrolíferos refinados y gas natural. Además, sirve de complemento a otras alternativas como la electricidad y los biocombustibles. Debido a su flexibilidad y versatilidad, el hidrógeno puede utilizarse en celdas de combustible para la producción de electricidad, quemado de forma directa en motores de combustión interna o convertirse en otros combustibles, tales como metano sintético, el metanol y el amoníaco, y en combustibles líquidos sintéticos [1].

El mayor desarrollo se ha visto en los medios de transporte terrestre livianos mediante vehículos eléctricos de pila de combustible de hidrógeno (FCEV). Los FCEV, junto a los vehículos eléctricos de batería (BEV), reducirían la contaminación atmosférica local al ser los únicos vehículos que no emiten ningún GEI [1]. Los primeros desarrollos de grandes compañías de automóviles en FCEV comenzaron hace más de dos décadas, en manos de Toyota y Hyundai. Así, se han desarrollado FCEV comerciales que utilizan celdas con potencias entre 80 y 120 [kW], con una eficiencia del “tanque a la rueda” de 43-60 %, con costos entre 60.000–100.000 [USD]. Además, en países como EE.UU y Holanda, se han impulsado automóviles de uso militar y de carreras [19].

También, se aprecia un fuerte crecimiento en los vehículos de carga pesada (como buses, camiones, vans y montacargas), destinados a transporte de larga distancia. Los buses eléctricos en base a celdas de combustible, generalmente cuentan con una potencia entre 75 y 150 [kW], una capacidad de almacenamiento de hidrógeno entre 1.000-1.300 [kWh] (31-56 [kg_{H₂}]) y una vida útil de 20.000 horas de operación. Se considera que estas tecnologías se encuentran en una etapa temprana de comercialización, con costos de inversión y mantenimiento por encima a las tecnologías diésel convencionales. Sin embargo, existen varios proyectos que han demostrado la viabilidad del uso de buses urbanos en base a celdas de combustible [19].

La autonomía y el patrón de carga de los FCEV son similares a los vehículos con motores de combustión interna. Además, el hidrógeno tiene algunos atributos atractivos en comparación con los biocombustibles, ya que, por lo general, no se enfrenta a limitaciones de recursos ni a la competencia por el uso del suelo. Sin embargo, el despegue de los FCEV ha sido lento, debido a problemas técnicos y los elevados precios han retrasado su introducción en el mercado [1]. Por otro lado, la movilidad en base a hidrógeno presenta un gran desafío debido a la dificultad que representa la instalación de estaciones de carga, lo cual requerirá inversiones tanto públicas como privadas. Actualmente existen 274 estaciones de carga en el mundo, sin embargo, existen planes ambiciosos para incrementar esto, como el caso de Alemania, que planea instalar en torno a 400 al 2023, o Japón, que busca instalar 900 al 2030, para atender a 800.000 vehículos con celda de combustible. Por lo general, las estaciones de hidrógeno son capaces de entregar en general 200 [kg/día], compresión a 700 [bar] y con costos de inversión entre 1,5 y 2,5 [MMUSD] [19]. Además, Toyota y Hyundai, los principales fabricantes de automóviles de tipo FCEV, esperan aumentar el número de unidades producidas de 3.000 anuales hoy en día a 700.000 para el año 2030 [20].

Con respecto a las aplicaciones en transporte marítimo y aeronáutico, el uso del hidrógeno como una alternativa de combustible es escaso y aún se encuentra bajo investigación y de-

sarrollo [20]. De momento se ha mostrado que los combustibles a base de hidrógeno ofrecen ventajas especiales para la aviación (en forma de combustible sintético para aviones) y para el transporte marítimo (como amoníaco), al ser sectores en los que es más difícil utilizar el hidrógeno puro o la electricidad [1].

2.4.3. Aplicaciones estacionarias

Las aplicaciones estacionarias hacen referencia a cualquier aplicación donde celdas de combustible son operadas en una locación fija para energía primaria, energía de respaldo o electricidad y calor. Actualmente más de 100.000 dispositivos están siendo utilizados alrededor del mundo.

Los sistemas basados en celdas combustibles estacionarias presentan la ventaja de ser silenciosos y tener muy bajas emisiones, esto permite que puedan instalarse en casi cualquier lugar, ya sea en el interior o exterior de las edificaciones o, incluso, en los techos. Estos sistemas también presentan otras importantes ventajas como la posibilidad de proveer energía directamente al cliente, sin pérdidas de eficiencia por transmisión en grandes redes eléctricas, o su tamaño más compacto permitiendo ocupar mucho menos espacio que otras alternativas de tecnologías de energía limpia [19].

2.4.3.1. Grandes consumidores

En el contexto de las aplicaciones estacionarias a gran escala se encuentran sistemas de provisión de energía que entregan electricidad, energía de respaldo y calor a grandes consumidores, tales como: data centers, grandes almacenes, edificios, plantas de tratamiento de aguas, aeropuertos, hospitales, instituciones educativas, entre otros [19].

En el caso de los hospitales es posible utilizar también como insumo médico el oxígeno obtenido por medio de los electrolizadores debido a su alto nivel de pureza [16]. Con respecto al sector edificación, este representa el 30 % del uso final de energía a nivel global, de la cual tres cuartos aproximadamente se destinan a calefacción, producción de agua caliente y cocina [20].

2.4.3.2. Sistema eléctrico

Uno de los principales desafíos de los sistemas eléctricos con alta penetración de fuentes renovables variables, está en la mantención del balance entre la generación y el consumo eléctrico, dado el aumento en la incertidumbre y variabilidad en la operación. Debido a esto, los sistemas eléctricos están empezando a demandar tecnologías que sean capaces de:

- Conectarse y desconectarse rápidamente, manteniéndose en stand-by para enfrentar nuevos cambios.
- Variar su generación y aumentar su consumo eléctrico de forma rápida, con la posibilidad que el proceso sea interrumpido.
- Almacenar la energía durante un periodo significativo de tiempo para que pueda ser entregada posteriormente a la red.

El hidrógeno hace posible aplicaciones que permiten el almacenamiento de energía en grandes volúmenes y su posterior transformación en energía eléctrica e inyección a la red [19]. Además, se puede concebir al hidrógeno como un método de almacenamiento estacional, ya que

es capaz de almacenar grandes cantidades de energía por periodos prolongados de tiempo, y utilizarla cuando se presente déficit de ERNC como solar o eólica.

Por otro lado, el hidrógeno también presenta la posibilidad de prestar servicios complementarios. Debido a la rápida respuesta de las celdas de combustible o turbinas alimentadas con hidrógeno representan un candidato económico y limpio para los servicios de control de frecuencia al poder aumentar o disminuir rápidamente la generación de electricidad. Además, si el hidrógeno se produce por electrólisis puede rápidamente ajustarse el consumo para brindar control de frecuencia en el lado de la demanda [21].

2.4.3.3. Energía de respaldo

Las aplicaciones estacionarias de menor escala corresponden a las de respaldo energético, las cuales se encuentran presentes en el campo residencial, pequeños comercios y sistemas de telecomunicaciones principalmente. Estas se diferencian de las aplicaciones anteriores en su nivel de potencia. Las ventajas de un sistema de respaldo basado en celdas de combustible respecto a los sistemas de respaldo convencionales (generadores diésel) son: mantención mínima, debido a la casi inexistencia de piezas mecánicas, generación limpia y bajo nivel de ruido [19].

2.4.4. Aplicaciones móviles

Las celdas de combustible para aplicaciones portátiles se utilizan para cargar equipos eléctricos y baterías. Su uso se centra en la alimentación de dispositivos electrónicos en lugares donde no se cuenta con acceso a la energía de la red eléctrica, no está disponible o es deficiente. La gran ventaja que presenta el uso de estas celdas combustibles portátiles es que pueden entregar energía en forma continua, con pocas pérdidas de rendimiento y no sufren degradación en el tiempo como el caso de las baterías o pilas convencionales. Los mercados objetivos que pueden hacer uso de estas aplicaciones son el militar, iluminación portátil, seguridad y vigilancia [19].

2.4.5. Uso del hidrógeno como gas

A partir del año 2004 se han instalado más de 50 proyectos demostrativos alrededor del mundo sobre el uso de hidrógeno en las redes de gas natural, siendo instalados la mayoría de ellos a partir del año 2015. La mayoría se ha concentrado en Europa, siendo Alemania quien lidera el desarrollo con 17 proyectos lanzados desde 2004 [19].

Se ha determinado que es potencialmente factible inyectar H_2 en las redes de gas natural en porcentajes reducidos, pero se tiene en consideración múltiples factores para determinar cuánto porcentaje es posible inyectar de forma segura. Dentro de estos factores limitantes se encuentra la tolerancia del equipo conectado a la red con el hidrógeno, es decir, su compatibilidad para operar con este elemento, lo que depende de las características de operación y del diseño de cada equipo [22].

Por otro lado, existen una serie de preocupaciones fundamentales a resolver antes de integrar el H_2 a las redes de gas natural, tales como: el material de las tuberías (los aceros de alta dureza sufren fragilización por absorción de hidrógeno y el polietileno es más poroso); la incorporación de estaciones de enfriamiento, ya que el hidrógeno se calienta durante su

expansión; y la instalación de nuevos aparatos para medir su consumo, al tener características físicas diferentes al gas natural [19]. Las altas presiones de operación en la red de transporte limitan el porcentaje de hidrógeno que se puede inyectar, principalmente debido al efecto de fragilización, el cual aumenta al tener una mayor presión. Este efecto repercute directamente en la ductilidad de las tuberías metálicas, aumentando las grietas internas, reduciendo su vida útil y produciendo riesgos de filtración. Debido a esta tolerancia, la cantidad admisible podría llegar al 20 %. En el caso de tuberías construidas de materiales más dúctiles y compatibles con el H_2 , como el polietileno, es posible tolerar más de un 30 % de H_2 sin mayores cambios [22].

También, es necesario tener en cuenta el uso final de esta mezcla de gas. Para el caso de aplicaciones comerciales y residenciales, la compatibilidad del H_2 varía entre un rango de 5 % - 30 %, dependiendo de la tecnología de combustión. Sin embargo, para el caso de los consumidores finales como generadoras eléctricas con turbinas de gas natural y algunas industrias con calderas, el porcentaje de hidrógeno tolerable es de 1 % a 5 % con ciertas modificaciones dependiendo de cada caso [22].

2.5. Escenario del hidrógeno Chile

2.5.1. Seguridad en el uso del hidrógeno y normativas vigentes

Todos los combustibles presentan algún grado de peligro asociado, por lo que su uso se centra en prevenir situaciones donde existan los factores de la combustión: fuente de ignición (chispa o calor), oxidante (aire) y combustible. Considerando estos factores, se diseñan los sistemas de combustibles con controles de ingeniería y se establecen pautas para garantizar el manejo y uso seguro de un combustible [19].

El hidrógeno al ser un combustible es inherentemente peligroso, sin embargo, puede ser incluso más seguro que los combustibles convencionales (gasolina, diésel, gas natural). Las medidas de seguridad empleadas son sensores de detección de fugas, ventilación intensiva o succión y dispositivos de alivios de presión. Gracias a estas medidas y sus ventajosas propiedades físicas, el hidrógeno ha mostrado que cumple todas las condiciones para ser utilizado como combustible, en numerosos proyectos pilotos [19].

Por otro lado, en Chile aún no existen normativas específicas al hidrógeno. Debido a esto, las empresas se guían por estándares internos y/o internacionales y, también, por las normativas relativas a gases industriales. Las normas y decretos chilenos que involucran la identificación, almacenamiento y transporte de los gases son [19]:

- NCh1377.Of1990 Gases comprimidos - Cilindros de gas para uso industrial - Marcas para identificación del contenido y de los riesgos inherentes.
- NCh1025.Of1990 Gases comprimidos - Cilindros de gas para uso médico y para esterilización - Marcas de identificación del contenido y de los riesgos inherentes.
- DS N°43, de 2016, del Ministerio de Salud, Reglamento de Almacenamiento de Sustancias Peligrosas.

- DS N°280, de 2009, del Ministerio de Economía, Reglamento de Seguridad del Transporte y Distribución de Gas de Red.

2.5.2. Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde

En la “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde”, presentada por el Ministerio de Energía de Chile en el año 2020, se plantean los siguientes objetivos principales: contar con 5 [GW] de capacidad de electrólisis en desarrollo para el año 2025, producir el hidrógeno verde más barato del planeta al 2030 y estar entre los 3 principales exportadores para el 2040. A través de esto, Chile apunta a convertirse en líder mundial en la producción y exportación de hidrógeno. Según las estimaciones, este nuevo polo de progreso para el país significará la creación de alrededor de 100.000 empleos y una inversión de 200 mil millones de dólares en los próximos 20 años [23][16].

Para el cumplimiento de sus objetivos, se plantean las siguientes etapas para el desarrollo de esta estrategia [23]:

1. **Etapa I (2020 - 2025):** En primer lugar se pretende activar la industria doméstica y desarrollar la exportación. Para esto, se busca desplegar el hidrógeno verde en 6 aplicaciones prioritarias en Chile, con el fin de construir un mercado local. Estas aplicaciones son la refinería, la producción de amoníaco, camiones mineros (CAEX), camiones pesados de ruta, camiones pesados de ruta, buses de larga autonomía e inyección en redes de gas (hasta un 20 %). De esta forma, se generará conocimiento, escala, infraestructura y cadenas de suministro que permitan a Chile acceder a mercados de exportación.
2. **Etapa II (2025 - 2030):** Esta etapa marca el inicio de un escalamiento para conquistar mercados globales. Para ello, se procurará levantar una industria de producción y exportación de amoníaco verde mediante la atracción y promoción de consorcios de escala de GW. Además, se establecerán acuerdos para acelerar el desarrollo de la exportación del hidrógeno.
3. **Etapa III (2030+):** Finalmente, aprovechando las sinergias y economías de escala, se aspira a avanzar como proveedor global de energéticos limpios. Se espera que, a medida que otros países refuercen sus iniciativas de descarbonización y se desarrollen nuevas tecnologías, el mercado de exportación y se desarrollen nuevas tecnologías, el mercado de exportación escale y se diversifique. Esta diversificación llevará a nuevas aplicaciones como el uso de amoníaco verde en el transporte marítimo y los combustibles sintéticos en la aviación.

Acorde a lo presentado en esta estrategia, el mercado chileno presenta una prometedora oportunidad frente a otros países debido al enorme potencial de diversas fuentes de ERNC. Las condiciones de alta irradiación solar y gran recurso eólico permiten que Chile se pueda convertir en un productor de hidrógeno verde a gran escala. Esto permitirá, por un lado, descarbonizar su propia matriz energética y, por otro lado, proveer hidrógeno a países como Japón cuya demanda por este vector energético está planificada. Como se aprecia en el gráfico de la figura 2.5.1, en Chile se puede producir H_2 verde mediante electrólisis con fuentes renovables a un precio más bajo en comparación con otros países, niveles solamente compartidos con China e India, lo que permitiría integrarse fuertemente en el mercado internacional [15].

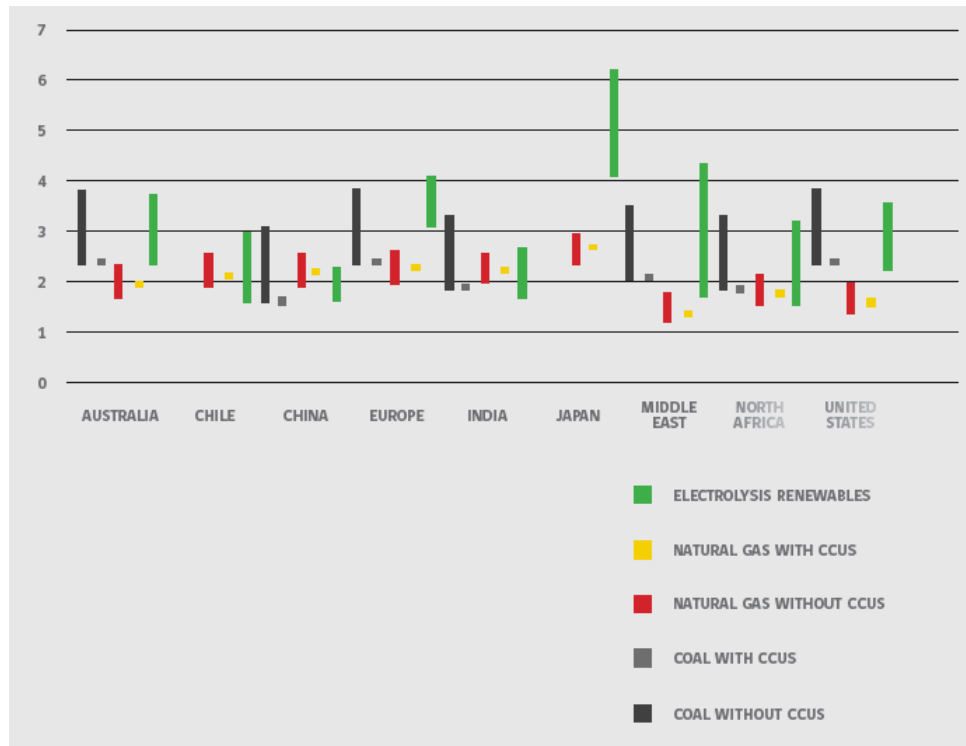


Figura 2.5.1: Costos de producción de hidrógeno en comparación (en verde: producción mediante electrólisis con electricidad renovable) [15].

2.6. Antecedentes básicos sobre el oxígeno

Como se mencionó anteriormente, la producción de hidrógeno mediante electrólisis de agua además genera oxígeno como subproducto. Esta sustancia adicional también puede aprovecharse o venderse para obtener mayores ganancias. Por ello, es relevante conocer algunas de sus características principales y aplicaciones. A temperatura ambiente y presión atmosférica el oxígeno forma una molécula diatómica (O_2) y se presenta como un gas inodoro, incoloro e insípido. El O_2 es una sustancia altamente reactiva pudiendo reaccionar con casi todos los elementos, salvo por los gases inertes. Debido a esto, es posible utilizarlo en una gran variedad de aplicaciones tales como: uso médico, farmacéuticas, producción de metal, tratamientos de aguas, piscifactorías, producción de vidrio, combustible aeroespacial y aeronáutico, reducción de emisiones de NO_x en procesos de combustión, oxicorte y soldadura [24].

El oxígeno posee una densidad de sólo $1,225 [kg/m^3]$ a $15[^\circ C]$ y $1 [atm]$, por lo que una pequeña cantidad de este gas ocupa un gran volumen. Además, tiene un punto de ebullición de $-183 [^\circ C]$ a presión atmosférica. Debido a esto, para su almacenamiento y transporte es necesario someterlo a altas presiones y/o bajas temperaturas para reducir su volumen. En general, el almacenamiento de oxígeno gaseoso comprimido es más sencillo que el de oxígeno líquido, por lo que para un uso industrial se almacena comúnmente a aproximadamente $150 [bar]$ y a temperaturas entre los $20 [^\circ C]$ y $50 [^\circ C]$. Respecto a los materiales para su transporte y almacenamiento, el O_2 a condiciones normales de presión y temperatura no es corrosivo, por lo que puede ser utilizado con todos los metales comunes. No obstante, debe evitarse el uso de aceros al carbono, aceros de baja aleación, aluminio y sus aleaciones, ya que puede producirse una combustión exotérmica en presencia de oxígeno puro [16].

2.7. Mercado eléctrico chileno

Dado que parte de los alcances del proyecto propuesto corresponde al análisis de cómo obtener la energía necesaria para la producción del hidrógeno, resulta de suma importancia el entender cómo se organiza el sistema eléctrico chileno. Además, esta información entrega diversas herramientas que permitirán caracterizar el recurso energético en determinadas zonas del país.

El sistema eléctrico corresponde al conjunto de instalaciones que permiten generar, transportar y distribuir la energía eléctrica en condiciones adecuadas de tensión, frecuencia y disponibilidad hacia distintos puntos. En el caso de Chile, el sistema eléctrico está compuesto por tres sistemas independientes: el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) y el Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM) [18]. Cada sistema se compone de 3 partes principales:

- **Generación:** Sector encargado de la generar la potencia eléctrica a entregar al sistema, con una tensión específica. En ella se encuentran centrales de potencia variadas tales como termoeléctricas, hidroeléctricas, plantas fotovoltaicas, parques eólicos, etc.
- **Transmisión:** Referido al transporte de la energía eléctrica desde las centrales generadores a las zonas donde se ubican los consumos mediante líneas de alta tensión.
- **Distribución:** Sector cuya función consiste en distribuir la electricidad entre los consumos utilizando líneas de media a baja tensión.

En Chile, actividades descritas son desarrolladas completamente por empresas privadas, las que se encuentran reguladas por distintas entidades como la Comisión Nacional de Energía (CNE), la Comisión Nacional del Medio Ambiente, el Ministerio de Energía, entre otras. Las empresas generadoras funcionan bajo un sistema de mercado de libre competencia, pero en el caso de la transmisión y distribución se presentan monopolios naturales.

Además, de las generadoras y distribuidoras, el otro agente principal en el mercado chileno corresponde al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). EL CEN es un organismo técnico, autónomo de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y de duración indefinida. El objetivo del CEN es la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que operen interconectadas entre si [18].

Por otro lado, para entender el funcionamiento del mercado eléctrico de Chile es relevante conocer algunos conceptos económicos. Como se mencionó anteriormente, las generadoras se regulan bajo un esquema de libre mercado, sin embargo, dentro de este esquema se encuentran dos tipos de mercados para la venta de energía, los cuales se describen a continuación [18]:

- **Mercado Spot:** Consiste en un mecanismo para simular la competencia en los mercados eléctricos (incluyendo todas las generadores y todas las distribuidoras). Al considerar todas las ofertas de producción y demandas de consumo, permite establecer el precio de compraventa de energía. Este precio se estima a partir del menor costo marginal presentado por el conjunto de generadoras en un punto.
En el mercado spot las generadoras deben vender su energía, pero también pueden comprar a otras empresas para compensar deficiencias.

- **Mercado de contratos:** En este mercado las generadoras pueden vender su energía directamente a los consumidores a través de contratos bilaterales financieros. En este contexto existen los contratos regulados con empresas distribuidoras y con clientes regulados (como por ejemplo, casas particulares), y contratos libres con clientes libres (como por ejemplo, empresas mineras u otros sectores industriales).

3. Metodología

A continuación, se describe la metodología utilizada para el cumplimiento de los objetivos planteados para el presente trabajo, el cual además se representa mediante el diagrama de la figura 3.0.1.

1. En primer lugar, se efectúa una investigación bibliográfica centrada en la búsqueda de aplicaciones o usos finales del hidrógeno en Chile. Esta base bibliográfica comprende estudios actualizados principalmente nacionales (tesis y papers) para reconocer la composición de la industria nacional y advertir los mercados claves donde la utilización del hidrógeno representaría una mejora.
2. A partir de lo anterior, es posible desarrollar la ingeniería conceptual, donde se cuantifica la demanda de hidrógeno para las distintas actividades productivas encontradas. Al analizar la demanda actual y su proyección al año 2030 se elige un mercado de interés para el proyecto.
3. La selección de la ubicación del emplazamiento de la planta y el uso final del hidrógeno producido se realiza en función del análisis sobre el acceso a los recursos energéticos e hídricos presentes en las zonas donde se desarrolla el mercado de interés. Este análisis también contempla aspectos socio-ambientales y prácticos y la disponibilidad de terreno.
4. Teniendo así definida la ubicación de la planta, se fijan tres capacidades de producción sobre las cuales llevar a cabo el diseño. También, se define el mejor tipo de tecnología a utilizar en la producción de hidrógeno y se realiza un esquema general del proceso.
5. Posteriormente, se desarrolla la ingeniería básica. Esta etapa contempla balances de masa y energía y dimensionamiento de los todos los equipos de la planta. Esto se realiza con ayuda del software *Engineering Equation Solver* (EES) y *Excel*. A partir de estos cálculos, se definen los flujos y parámetros de operación relacionados al proceso y es posible hacer una selección de los equipos acorde a lo presente en el mercado. También, se calcula el consumo energético de la planta y se efectúa un diagrama de flujos de la planta detallando las condiciones de operación, flujos de agua y flujos de gases producidos.
6. Los cálculos realizados en la ingeniería básica para las tres capacidades de producción planteadas permite desarrollar un análisis paramétrico para los parámetros significativos de cada equipo (potencia o áreas de transferencia) en función de la producción de hidrógeno. De esta forma, se obtiene una serie de ecuaciones lineales mediante las cuales sería posible escalar y replicar el diseño de la planta.
7. Luego, se desarrolla la evaluación económica, donde se estiman los costos de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX) de la planta, los cuales permiten estudiar el costo

nivelado de hidrógeno (LCOH) en función de la escala del proyecto. Además, lo anterior en conjunto a los ingresos estimados, permite realizar los flujos de caja para distintos casos de estudio y obtener distintos indicadores económicos.

8. Finalmente, se analiza la factibilidad técnico-económica del proyecto. Además de todo lo anteriormente mencionado, esto contempla también la realización de análisis de sensibilidad para determinar el efecto de distintos factores en la rentabilidad y competitividad económica.

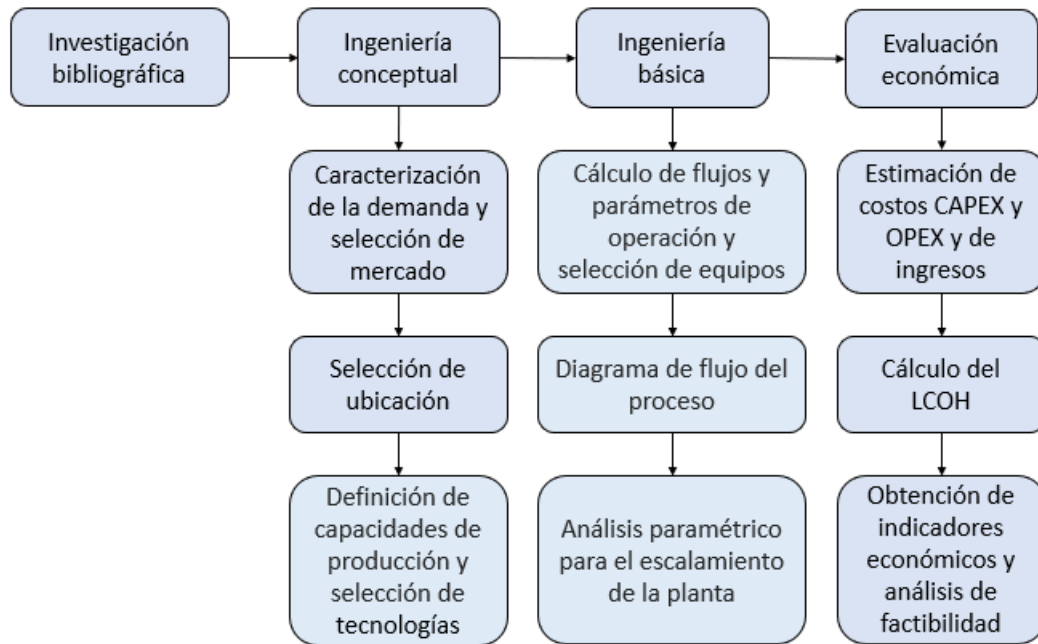


Figura 3.0.1: Esquema de la metodología.

4. Ingeniería Conceptual

4.1. Caracterización de la demanda

4.1.1. Actualidad del hidrógeno verde en Chile

Actualmente, la producción de hidrógeno en Chile se realiza principalmente a partir de gas natural para abastecer los procesos de refinerías de combustibles derivados del petróleo. También, se presentan otras aplicaciones de menor volumen en la industria alimenticia y algunos procesos químicos para la creación de atmósferas controladas. A continuación, se identifican las distintas aplicaciones que se desarrollan en Chile, estimando la demanda anual [21]:

- **Producción de combustibles:** Como se explicó anteriormente, en el refinado del petróleo para producción de combustibles se requiere un abastecimiento continuo de hidrógeno para los procesos de hidrot ratamiento e hidrocraqueo. En Chile, más del 60 % de los combustibles consumidos son proporcionados por la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), la cual los produce y distribuye por todo el país. ENAP posee varias plantas de las cuales solo 2 realizan los procesos de refinación catalítica mencionados, estas son las refinerías Aconcagua y Bío-Bío, ubicadas en la V y VIII región respectivamente. El consumo anual de hidrógeno de la refinería Aconcagua es de 24.000 $[ton_{H_2}/año]$ y el de la refinería Bío-Bío es de 22.000 $[ton_{H_2}/año]$, derivando en un consumo anual total de 46.000 $[ton_{H_2}/año]$ para ENAP. Este es abastecido por la compañía Linde S.A., que cuenta con plantas de producción de hidrógeno a partir de gas natural situadas en las cercanías de cada refinería de ENAP.
- **Producción de amoniaco:** Tal como se mencionó con anterioridad, el amoniaco es el producto químico más demandado a nivel mundial y utiliza hidrógeno gaseoso en su producción mediante el proceso de Haber-Bosh. En Chile el consumo de amoniaco está presente principalmente en la industria química, la cual tiende a abastecerse a sí misma, por lo que no existe una infraestructura de producción y distribución a gran escala. Se estima que el consumo agregado de amoniaco es menor a 20.000 toneladas al año, lo que implica una demanda aproximada de 4.000 $[ton_{H_2}/año]$. Es importante notar que en esta estimación de la demanda no se consideran la demanda relativa a la fabricación de explosivos, la cual posee un alto consumo de NH_3 , ya que este se importa en su totalidad y no representa una demanda local actual de H_2 .
- **Refinación de cobre:** En la industria metalúrgica chilena se realiza un proceso de refinación del cobre conocido como pirorefinación, donde se utilizan gases para eliminar el oxígeno presente en el cobre fundido que sale de los hornos. Mediante este proceso

actualmente se producen en Chile aproximadamente 1,5 millones de toneladas de cobre al año en hornos con un contenido de 1 % oxígeno. Para esto se utilizan gases de H_2 y CO , ambos obtenidos a partir de reformado de vapor de diésel en plantas dedicadas a este proceso al interior de las mineras. Así, se requieren aproximadamente 1.000 $[ton_{H_2}/año]$.

- **Producción de alimentos:** Diversas empresas de la industria alimentaria a lo largo del país utilizan hidrógeno para procesos de hidrogenación de productos oleaginosos y para su uso en atmósferas controladas. Estas se abastecen mediante tanques presurizados transportados en camiones. Se estima que la demanda agregada de este rubro es cercana a las 800 $[ton_{H_2}/año]$.
- **Producción de vidrio:** Actualmente, existen varias plantas el país que realizan tratamientos de flotación para pulido y homogeneización del vidrio. Sin embargo, su demanda agregada es pequeña debido a que en esta clase de procesos el gas no es consumido, sino que puede hacerse recircular por varios ciclos. Considerando esto, se estima una demanda aproximada de 500 $[ton_{H_2}/año]$.

Lo anterior se puede sintetizar en el gráfico de la figura 4.1.1, teniendo una demanda total nacional de 52.300 $[ton_{H_2}/año]$. Como se aprecia en este gráfico, la mayor parte de la demanda actual de hidrógeno en Chile corresponde a las refinerías de petróleo con un 88 % del total. Debido a esto la cadena de abastecimiento se encuentra fuertemente concentrada en torno a las 2 instalaciones de ENAP. Dado que ambas refinerías se sitúan cerca de las plantas de Linde S.A., donde se produce el hidrógeno, estas se abastecen de forma directa a través de cañerías. Linde S.A. además distribuye H_2 en tanques presurizados a las empresas que lo requieren en menor medida, como las industrias alimentaria y de vidrio.

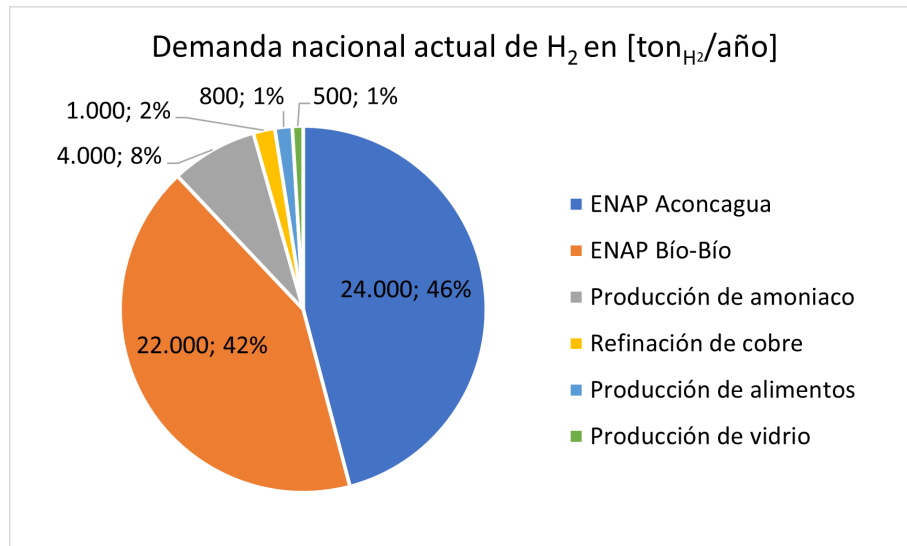


Figura 4.1.1: Demanda anual actual de H_2 en Chile [21].

Si bien se identifican muchas otras posibles aplicaciones que podrían fortalecer el mercado nacional, la industria del hidrógeno en Chile aún es pequeña y debe enfrentar una serie de barreras. Para superar estos obstáculos se deben impulsar los potenciales usos del H_2 , al mismo tiempo que se desarrolla la infraestructura necesaria para su transporte y almacenamiento. Es por esto que iniciativas como la “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde” y el “Plan

de Carbono Neutralidad para el Sector Energético al 2050” pretenden potenciar la demanda de hidrógeno verde y, a la vez, migrar desde un esquema energético basado en combustibles fósiles a uno centrado en ERNC, que haga más factible la producción del H_2 verde.

4.1.2. Potencial del hidrógeno verde en Chile

Se identifican también varios otros escenarios y aplicaciones con un potencial consumo de hidrógeno, donde no se requiere una gran inversión en infraestructura. De esta forma, el hidrógeno verde se posicionaría como vector energético de forma casi transversal en diversas industrias del país. A continuación, se explican y dimensionan cada una de estas posibles aplicaciones y sus proyecciones al año 2030 [21].

4.1.2.1. Combustibles para camiones mineros

La industria minera en Chile presenta un gran consumo energético, tanto en forma de electricidad como de combustible, siendo así responsable de una parte importante de las emisiones de GEI en el país. Debido a los grandes volúmenes con los que trabajan y los procesos que se efectúan al mineral, la minería nacional consume aproximadamente 1,7 millones de m^3 de diésel al año, emitiendo cerca de 5,5 millones de toneladas anuales de CO_2 . Por este motivo, el hidrógeno verde se muestra como un fuerte candidato para reducir las emisiones contaminantes de esta industria [21].

La mayoría de la maquinaria asociada al transporte de recursos mineros es impulsada por motores de combustión interna. Investigaciones recientes muestran que en este tipo de motores se puede reemplazar parcialmente el diésel por hidrógeno sin presentar pérdidas de potencia. Esta es una mejora que podría reducir las emisiones de cualquier vehículo en base a diésel de forma transversal. Sin embargo, en los camiones mineros esto cobra aún mayor relevancia considerando que uno de estos camiones puede llegar a consumir 3.000 [$L_{diésel}/día$], siendo esto el 80 - 90 % del combustible consumido en la industria minera. Otra punto positivo de esta aplicación es que esta clase de camiones requieren poca infraestructura de carga de combustible, ya que suelen realizar recorridos preestablecidos en espacios determinados. Por esto, no se necesitaría una red amplia de distribución para el H_2 , sino que bastaría con estaciones de carga ubicadas estratégicamente y distribuidas en varias faenas del país.

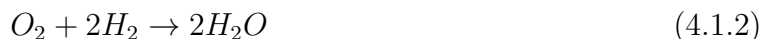
El porcentaje de reemplazo en motores duales se encuentra por lo general entre el 10 % y el 40 % y puede variar en función de la carga o la condición de operación deseada. Es posible alcanzar valores aún más altos (sobre el 90 %) bajo ciertas condiciones, sin embargo, para porcentajes de reemplazo sobre el 30 % y una carga elevada, las emisiones de algunos GEI pueden aumentar debido al sobre esfuerzo del motor. Debido a esto, se estima en Chile un reemplazo del 20 % para una fase inicial, lo que implica que 20 % de la energía que actualmente se consume en diésel se reemplazaría por hidrógeno verde. Considerando que en el país el transporte minero tiene un consumo de diésel aproximado de $1,4 \cdot 10^6$ [$m^3/año$], se tendría una demanda total de 85.000 [$ton_{H_2}/año$]. Esto permitiría reducir las emisiones contaminantes en 890.000 [$ton_{CO_2e}/año$].

Además, la implementación de camiones duales fue planteada como una etapa de transición hacia camiones *fuel-cell* con consumo energético abastecido completamente por hidrógeno. Por lo tanto, en este rubro se advierte un potencial de expansión muy alto y posible agente principal del desarrollo del mercado del H_2 verde.

4.1.2.2. Industria metalúrgica

Refinación de cobre

Como se mencionó antes, en la refinación del cobre se realiza el proceso de pirorefinación para eliminar el oxígeno presente en el cobre fundido que sale de los hornos. Para esto, actualmente, se utiliza H_2 y CO producido a partir de diésel. Este proceso se puede representar de forma simplificada mediante las siguientes ecuaciones [21]:



Tanto el proceso de reformado de vapor diésel como la pirorefinación del cobre producen CO_2 , sin embargo, esto se podría evitar utilizando hidrógeno verde y eliminando el uso del CO de la pirorefinación. Así, para remover la misma cantidad de O_2 , bastaría usar el doble de H_2 , como se muestra en la ecuación 4.1.3:



De esta forma, la demanda de H_2 en la refinación del cobre se duplicaría, pasando a ser de 2.000 [$ton_{H_2}/año$], sin incurrir en infraestructura adicional salvo la necesaria para la producción de hidrógeno verde. Además, emplear hidrógeno verde en la pirorefinación significaría disminuir las emisiones contaminantes en 27.000 [$ton_{CO_2}/año$], de las cuales 13.000 [$ton_{CO_2}/año$] corresponden a la no utilización de CO en el proceso y 14.000 [$ton_{CO_2}/año$], a usar H_2 producido mediante electrólisis de agua en lugar de reformado de vapor diésel.

Producción de aceros

Los productos más demandados en Chile son los aceros largos (barras, perfiles, alambón, etc.) y los aceros planos (laminados, planchas, revestidos). En la actualidad, el consumo anual aparente de acero en el país ha sido del orden de 2.700.000 toneladas, donde la producción nacional provee aproximadamente el 40 %, es decir, 1,08 [$Mton/año$]. Además, del total de acero producido en Chile, el 74 % (0,8 [$Mton/año$]) proviene de la empresa CAP Acero. Sin embargo, esta empresa se ha propuesto la meta de duplicar su producción para el año 2030, por lo que a nivel nacional se tendrían por lo menos 1,88 [$Mton_{acero}/año$]. Dado que para métodos convencionales de producción se tiene una huella de carbono equivalente a 1,63 [ton] de CO_2 por cada tonelada de acero producido, en el año 2030 se generarían 3.064.400 [$ton_{CO_2}/año$] [25][26].

Una forma de hacer este proceso más amigable con el medioambiente, es utilizando el método conocido como DRI, mencionado anteriormente. Este procedimiento consiste en triturar el hierro y hacerlo pasar por un reactor donde interactúa con agentes reductores, principalmente hidrógeno y monóxido de carbono, con el fin de eliminar algunos elementos no convenientes para la fusión de este metal. Como resultado se obtienen pellets de hierro, conocidos como hierro esponja.

Durante este proceso, se requieren 27,5 [kg_{H_2}/ton_{DRI}], por lo que si se busca aplicarlo a toda la producción nacional de acero se tendría una demanda de 51.700 [$ton_{H_2}/año$]. Además,

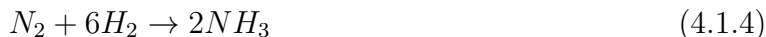
este método permitiría una reducción del 21,4% en emisiones de GEI, lo que significaría una disminución de aproximadamente 656.000 [ton_{CO₂}/año] [27].

4.1.2.3. Ampliación de los usos del amoniaco

Producción de explosivos a partir de amoniaco

En Chile, el consumo de amoniaco se asocia principalmente a la fabricación de explosivos, sin embargo, estos no se producen a gran escala y el amoniaco por lo general se importa desde Australia, donde se produce a partir de gas natural. Según registros oficiales de la aduana de Chile, al año se importan 300.000 [ton] de NH_3 para abastecer la producción de explosivos e insumos similares para la industria minera chilena [21].

Sin embargo, como se mencionó anteriormente, el amoniaco puede producirse mediante el proceso de Haber-Bosh, gobernado de forma simplificada por la ecuación 4.1.4. A partir de esta ecuación y los pesos moleculares de reactantes y productos, se desprende que un 17,61% de la masa del amoniaco corresponde a H_2 . Debido a esto, se requerirían 52.900 [ton_{H₂}/año] para producir en el país el amoniaco destinado a la elaboración de explosivos.



Producción de fertilizantes

Similar al caso anterior, la producción de fertilizantes también se realiza en base a amoniaco y productos derivados, pero estos insumos se importan en distintos formatos y cantidades a lo largo del país. Como se presenta en la tabla 4.1.1, en Chile se importan aproximadamente 740.000 [ton] de fertilizantes al año, de los cuales el 70% es urea y el resto corresponden a distintos fertilizantes en base a amoniaco. Si todo este fertilizante de amoniaco se produce en el país, se tendría una demanda agregada de 38.300 [ton_{H₂}/año] aproximadamente [21].

Tabla 4.1.1: Importaciones anuales de fertilizantes [21].

Producto	Toneladas
Urea	519.875
Sulfato de amonio	29.411
Sulfato de amonio carbonatado	38.699
Nitrato de amonio	70.680
Nitrato de amonio carbonatado	9.553
Nitrato de amonio con urea	13.272
Fosfato de amonio	42.960
Fertilizante genérico nitrogenado	12.978
Total	737.428

4.1.2.4. Inyección de H_2 en cañerías de gas

Otra potencial aplicación del hidrógeno verde en Chile es el reemplazo de parte del consumo de gas natural, ya sea para usos industriales o domésticos. Una forma de hacer esto es inyectar el hidrógeno en las cañerías de gas, dado que estudios han demostrado que ambos gases pueden ser combustionados en conjunto en porcentajes de reemplazo de hasta un 30% sin modificaciones significativas en la red. Sin embargo, para mayores porcentajes de hidró-

geno se requiere reforzar la red para soportar mayores presiones, necesarias para comprimir un poco el hidrógeno y aumentar su densidad [21].

En Chile distintas empresas suministran gas en cañería, alcanzando un total anual aproximado de 1.450.000 [m^3], como se muestra en la tabla 4.1.2. De este total, casi el 70% corresponde a la compañía Metrogas. Esta posee cañerías en varias ciudades del país, pero el 85% de su red se encuentra en la Región Metropolitana, lo que implica un consumo de 845.000 [m^3 /año] de gas natural.

Tabla 4.1.2: Volumen de gas natural en cañerías suministrados anualmente por distintas empresas nacionales [21].

Empresa	Volumen de gas [m^3]
Metrogas	994.000
Gasco	424.000
Lipigas	4.300
Gas Sur	27.500
Total	1.449.800

Para saber cuánto hidrógeno es posible inyectar a las cañerías sin la necesidad de reforzarlas es importante analizar las condiciones de presión a las que se encontrará. Según la normativa chilena, el gas en cañerías urbanas debe encontrarse presurizado entre 9 y 10 [bar]. A 9,5 [bar] el hidrógeno presenta una densidad de 0,77 [kg/m^3], mientras que el gas natural, 0,75 [kg/m^3]. Esta similitud entre las densidades a la presión establecida según la norma, permite inyectar el H_2 sin requerir refuerzos en la red ni infraestructura adicional.

Dado lo anterior, el inyectar un 20% de hidrógeno en la red de cañerías de la Región Metropolitana corresponde a un consumo de 50.000 [ton_{H_2} /año]. Esto reduciría las emisiones de CO_2e en 330.000 toneladas anuales.

Sin embargo, para que la inyección de H_2 a la red de gas natural sea posible en Chile, debe disminuir la brecha del costo de producción del hidrógeno verde con respecto al costo del gas natural. Además, debe existir un plan y estrategias de evaluación de los equipos conectados directamente a la red para determinar la factibilidad de operación con mezcla de gas natural con hidrógeno. También, es necesario realizar una normativa exhaustiva, con revisión pre y post inyección en cada uno de los sectores que se quiera realizar [22].

4.1.2.5. Resumen del potencial del H_2 verde en Chile

En la figura 4.1.2 se sintetizan las demandas identificadas, tanto para el escenario actual como para el proyectado. A través de este gráfico, se puede notar un posible crecimiento del mercado del hidrógeno en Chile de 52.300 a 331.200 [ton_{H_2} /año]. Además, en la figura 4.1.3 se presenta de forma más clara la distribución de la demanda acorde al escenario proyectado, donde el rubro que presenta una mayor demanda corresponde a la producción de amoníaco con el 28,7% del total (considerando todas sus posibles aplicaciones). En segundo lugar se encuentra el uso del H_2 como combustible en minería, con un 25,7% de la demanda total.

Además, es importante destacar que debido al surgimiento de un mercado del hidrógeno verde tanto nacional como internacional podrían generarse nuevas aplicaciones aumentando

más la demanda. Algunas de estas opciones podrían ser la electromovilidad o el uso del hidrógeno en el sector eléctrico como almacenamiento estacional o para abastecer de servicios complementarios al sistema [21].

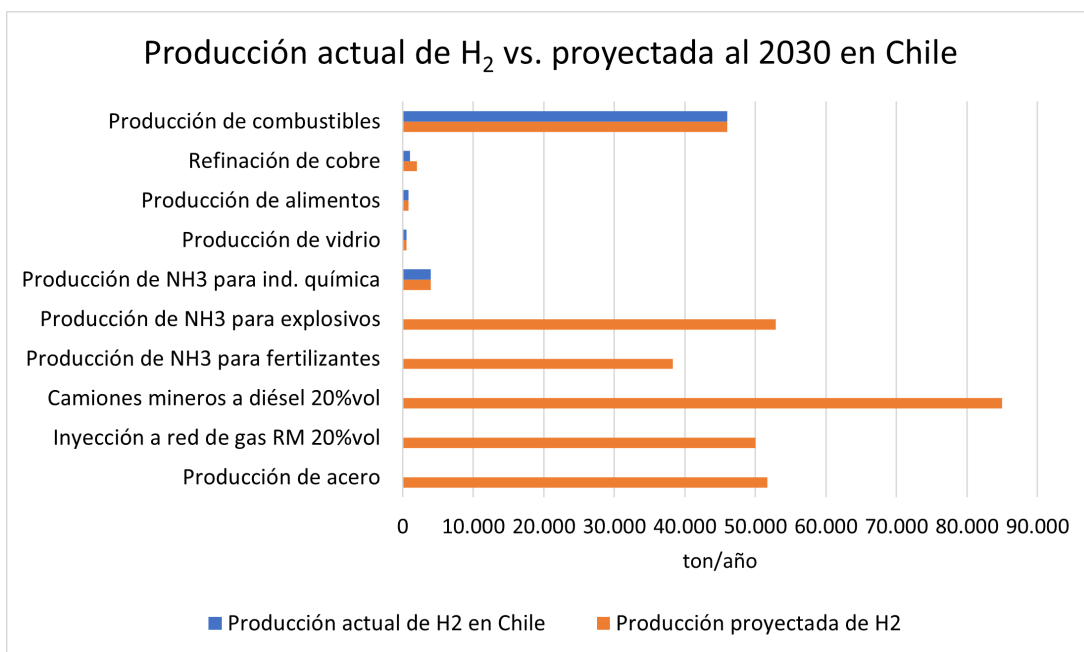


Figura 4.1.2: Comparación entre producción actual de H₂ en Chile y proyección al 2030.

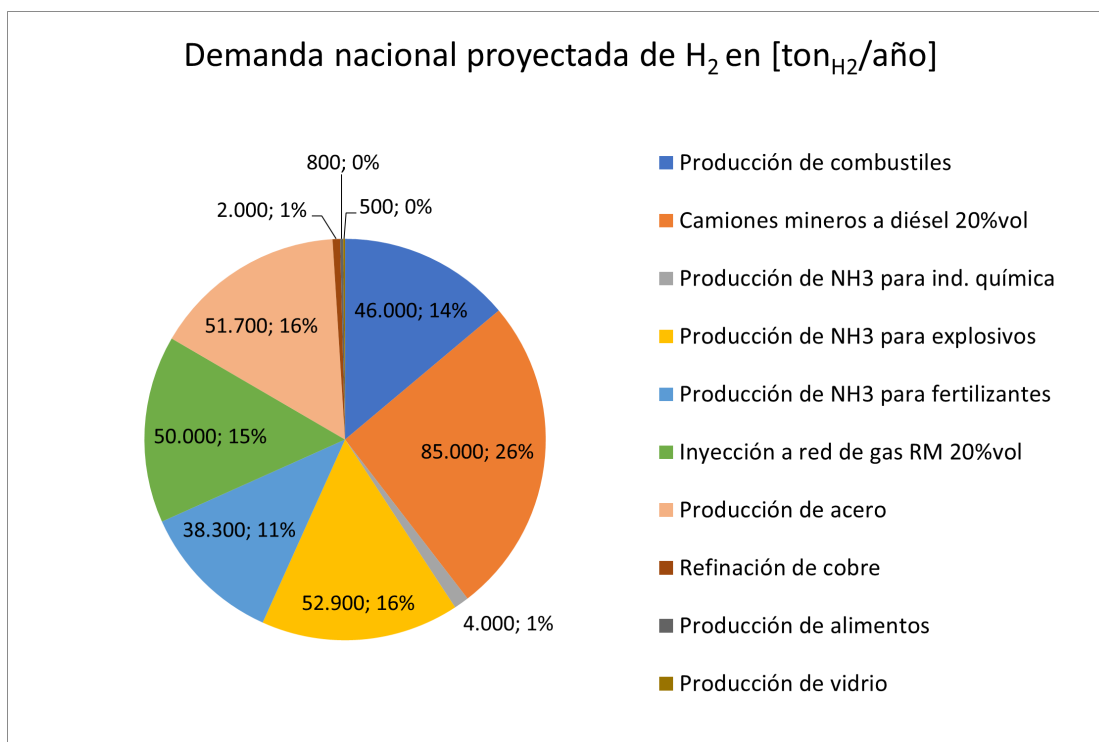


Figura 4.1.3: Demanda anual de H₂ proyectada al año 2030 en Chile.

4.2. Selección del mercado objetivo

A partir de la caracterización de la demanda esperada para el hidrógeno para varias industrias a nivel nacional, lo siguiente es seleccionar un mercado objetivo para abastecer mediante la planta a diseñar.

Como se aprecia a través del gráfico de la figura 4.1.2, la producción de amoníaco es la aplicación del hidrógeno con mayor crecimiento en la proyección al año 2030 con respecto al escenario actual y, además como se mostró anteriormente, se prevé que la demanda de amoníaco para aplicaciones existentes a nivel mundial aumente en un 1,7% anualmente (ver figura 2.4.2). Es por esto que esta industria es el eje principal de la segunda etapa de la “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde”. Por otro lado, se ha demostrado que para casos de exportación es más factible técnica y económicamente transportar el amoníaco que el hidrógeno [28]. Debido a todos estos motivos, la aplicación del hidrógeno seleccionada corresponde a la producción de amoníaco, ya sea para explosivos o para fertilizantes.

Dada la amplitud del mercado y el objetivo diseñar solamente una planta, es importante especificar el producto final que se desea obtener (explosivos o fertilizantes). Esto se definirá a partir del análisis del emplazamiento de la planta, donde se evalúa la disponibilidad de recursos y las características de los terrenos en las zonas donde se desarrollan dichas industrias.

4.3. Emplazamiento de la planta

4.3.1. Identificación de la zona

Para la selección de un emplazamiento para la planta, primero es necesario localizar dónde se desarrolla la industria del amoníaco en Chile. En el caso de la producción de explosivos, esta se realiza principalmente en 4 plantas ubicadas en las comunas de Mejillones, Antofagasta, Calama y La Serena [29], cuya localización se puede observar en la figura 4.3.1 obtenida a partir de Google Earth [30].

Por otro lado, las principales empresas de importación, distribución y exportación de fertilizantes en base a amoníaco en Chile corresponden a Anagra S.A., Agrogestión Vitra Ltda., Compañía Agropecuaria Copeval y Aminochem [31]. Como se observa en la figura 4.3.2, utilizando Google Earth se localizan las sedes de dichas empresas, las cuales se concentran principalmente entre la V y VII Región, en las comunas de Quillota, San Antonio, San Felipe, Buin, Melipilla, Rancagua, San Fernando, Santa Cruz, Linares, Talca y Curicó. Además, la comuna de San Antonio destaca por ser el principal puerto de importación de fertilizantes del país, recibiendo un 52% de estos productos [31].



Figura 4.3.1: Localización plantas para producción de explosivos.



Figura 4.3.2: Localización distribuidoras de fertilizantes en base a amoníaco.

4.3.2. Disponibilidad de recursos

4.3.2.1. Recursos energéticos

Como se mencionó anteriormente, la obtención de la energía necesaria puede darse de dos formas: “*ongrid*”, si la planta se alimenta de la red eléctrica nacional, y “*offgrid*”, si se conecta directamente a una generadora. Sólo en el segundo caso se puede asegurar el uso de electricidad 100% limpia, sin embargo, esta opción requiere que el terreno a escoger permita la instalación de una generadora destinada únicamente a proveer de energía a la planta de amoníaco verde (y con ello a la planta de hidrógeno verde) y todo lo que conlleva ese proyecto adicional. Mientras que, la primera alternativa, si bien es más conveniente en términos prácticos, no permite contar con energía completamente renovable, ya que en la red se distribuye de forma conjunta la energía de todas las generadoras presentes, sean de fuentes renovables o no. En este caso, cuánta energía “verde” llega a la planta depende de las características de la matriz eléctrica en la zona donde se encuentre la barra de conexión.

Debido a lo anterior, se busca en primer lugar caracterizar la matriz energética en las zonas donde se desarrolla la industria del amoníaco en Chile. Esto se logra gracias al reporte de capacidad instalada en generación emitido por la Comisión Nacional de Energía (CNE) [32], el cual contiene toda la información relevante de todas las generadoras del país.

En la figura 4.3.3 se presenta una visión general de la composición de la matriz energética en las regiones donde se desarrollan las industrias de interés. En este gráfico se puede apreciar que las Regiones de Antofagasta y Coquimbo son las que presentan una mayor cantidad relativa de capacidad instalada en ERNC, mientras que la Región de Valparaíso presenta mayormente fuentes convencionales de energía. La Región Metropolitana destaca también

con un 30% de ERNC.

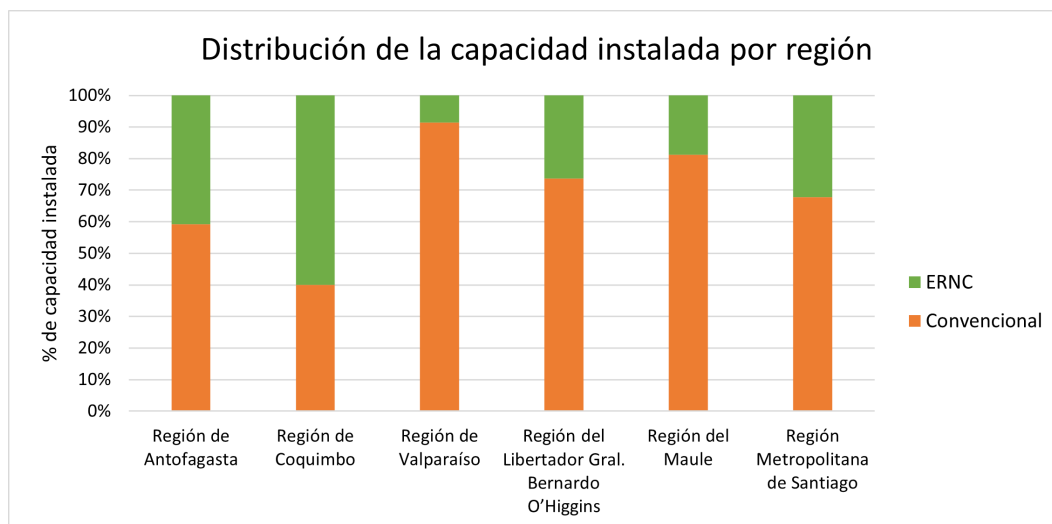


Figura 4.3.3: Clasificación del tipo de energía por región.

En términos de capacidad instalada, la Región de Antofagasta es por lejos la que cuenta con mayor cantidad, como se muestra en la figura 4.3.4, pero en la zona central del país destaca la Región de Valparaíso. Es importante notar que solamente la cantidad de potencia de energía solar en la II Región es similar o incluso mayor que toda la capacidad de las regiones de la zona centro, salvo por la V Región. También se destaca que el 25% de la energía en la Región Metropolitana proviene de energía solar.

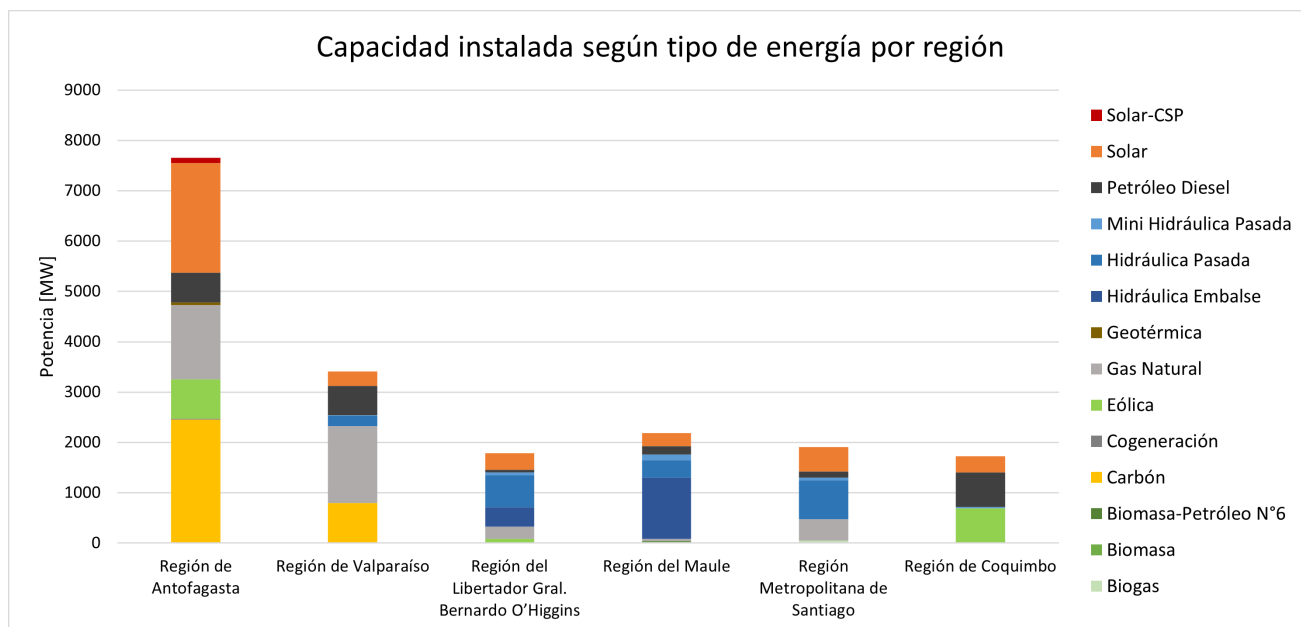


Figura 4.3.4: Capacidad instalada por tipo de energía para cada región.

En la figura 4.3.5, se expone la distribución relativa y la potencia instalada de ERNC en las comunas de interés ¹. Así, la energía solar se identifica como la alternativa de generación

¹ No todas las comunas de interés presentaban generadoras en base a energías renovables.

dominante en casi todas las comunas. También, destacan las comunas de Antofagasta y Calama que exhiben una potencia instalada notoriamente mayor, gracias a sus 10 y 12 centrales de gran tamaño, respectivamente. Por otro lado, se observa que en general las comunas de la zona central tienen potencias totales relativamente bajas, siendo Melipilla la comuna que destaca con el valor más alto. Esto último permite hacerse una idea de la factibilidad de instalar una planta fotovoltaica en las cercanías de Melipilla para el caso *offgrid*, aunque en toda la zona central las centrales de este tipo son pequeñas, del orden de 5 a 10 [MW].

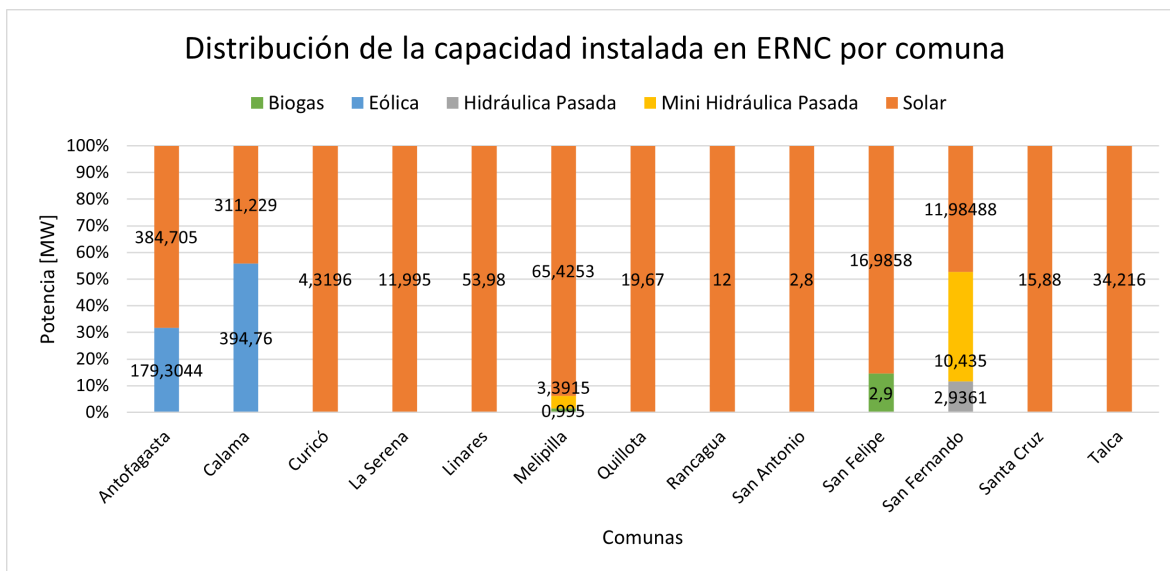


Figura 4.3.5: Caracterización de la capacidad instalada en ERNC en las comunas de interés.

Además de analizar la composición actual de la matriz energética local, resulta relevante proyectar cómo se desarrollará en los próximos años, ya que el objetivo de la planta de hidrógeno es operar en el año 2030. Por ello, se buscan todos los proyectos de generación de energía renovable ingresados al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) entre los años 2020 y 2022 [33].

Se encuentran 67 proyectos de ERNC, principalmente de generación fotovoltaica, para 13 de las comunas de interés ², como se muestra en el gráfico de la figura 4.3.6. En general, la mayoría de las comunas presentan entre 5 a 9 proyectos, estando casi todos aprobados ³. Sin embargo, como se observa en la figura 4.3.7, la potencia instalada que representan todos esos proyectos en conjuntos para cada comuna es en su mayoría muy pequeña, ya que la mayoría de estos proyectos contemplan capacidades que rondan entre los 8 [MW] y los 12,5 [MW]. Sólo destacan 4 proyectos de gran tamaño que pretenden inyectar energía directamente al SEN: “Parque Fotovoltaico Socompa Solar” en la comuna de Antofagasta con una capacidad de 250 [MW] (aún en estado de “en calificación” en noviembre del 2022), “Planta Fotovoltaica AR Changos Solar” en Mejillones con 417 [MW], “Parque Eólico Vientos del Loa” en Calama con 204,6 [MW] y “Parque Fotovoltaico Leyda” en San Antonio con 96 [MW].

² No se encontraron proyectos ingresados para todas las comunas.

³ Datos de noviembre de 2022.

De esta forma, se aprecia que en los próximos años simplemente se reforzará aún más el escenario actual, donde la mayoría de la capacidad instalada en ERNC en el país se concentra en la zona del Norte Grande, aprovechando principalmente la energía solar fotovoltaica. Sin embargo, la plata fotovoltaica que se pretende construir en las cercanías de San Antonio rompe el paradigma de la zona central, donde este tipo de plantas suelen ser pequeñas, mostrando que también podría llegar a ser posible erigir plantas de gran tamaño en dicho espacio para la operación fuera de la red.

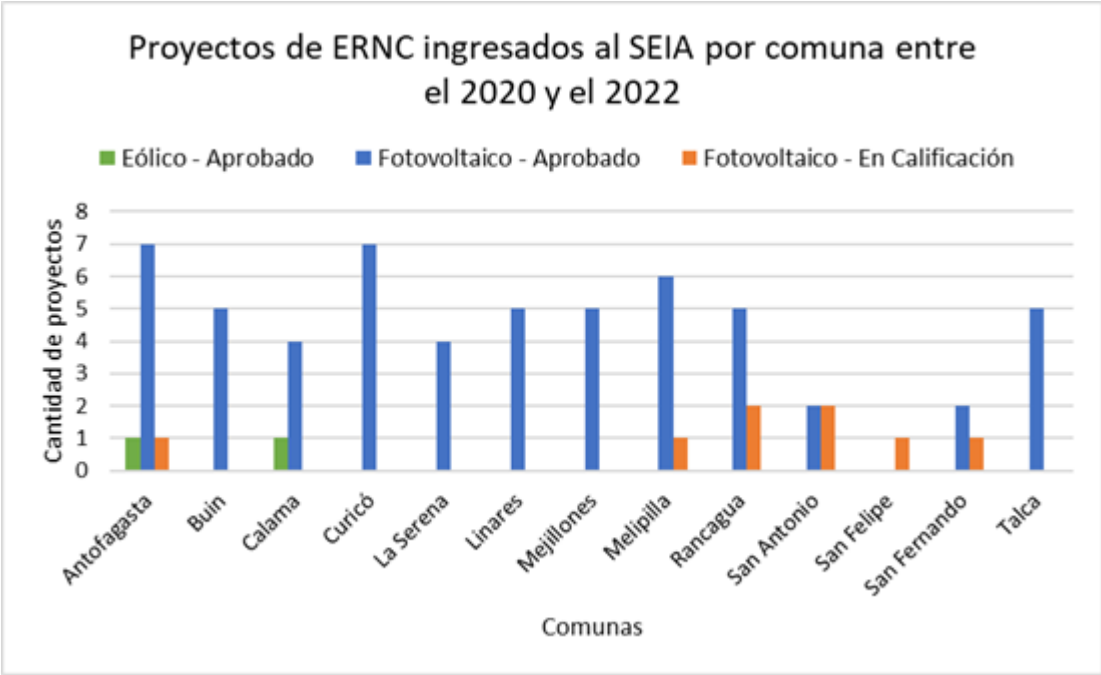


Figura 4.3.6: Proyectos de ERNC aprobados y en calificación según el SEIA.

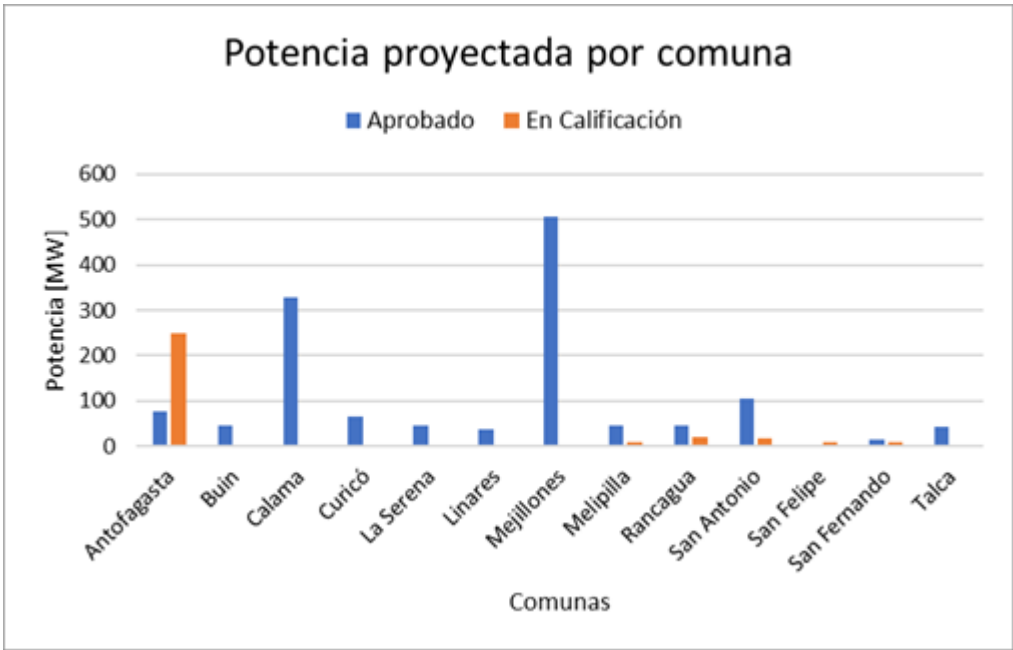


Figura 4.3.7: Potencia total de los proyectos de ERNC por comuna.

El análisis anterior permite principalmente ver las mejores opciones para una conexión directa a la red nacional, pero para la operación *offgrid*, además de las tendencias vistas anteriormente, es necesario evaluar los recursos naturales presentes en dichos sectores. Dado que la energía solar se distingue como la alternativa de generación de energía renovable más extendida, se emplea el Explorador Solar del Ministerio de Energía [34] para caracterizar la radiación en todas las comunas que se tienen como posibles objetivos. En la tabla 4.3.1 se resumen los valores máximos, mínimos y promedios anuales de irradiación para cada lugar.

Tabla 4.3.1: Promedios de radiación global horizontal en distintas comunas.

Región	Comuna	Radiación global horizontal [$kWh/m^2/día$]		
		Promedio anual	Promedio mensual mínimo	Promedio mensual máximo
II	Calama	7,43	4,99	9,47
	Mejillones	6,45	3,82	8,76
	Antofagasta	6,96	4,40	9,18
IV	La Serena	5,04	2,73	7,54
V	San Felipe	5,84	2,52	9,30
	Quillota	5,31	2,36	8,49
	San Antonio	4,49	2,23	7,76
RM	Buín	5,51	2,26	9,01
	Melipilla	5,34	2,15	8,79
VI	Rancagua	5,39	2,08	8,94
	San Fernando	5,22	1,92	8,78
	Santa Cruz	5,28	2,03	8,78
VII	Curicó	5,10	1,62	8,72
	Talca	5,10	1,58	8,65
	Linares	4,97	1,50	8,54

Como la energía solar es de carácter estacional, se advierte una notoria diferencia en la irradiación durante el año, encontrándose en todos los casos un mínimo en el mes de junio y un máximo en diciembre. A pesar de eso, los valores promedios anuales tienen a ser relativamente altos, en especial en la II Región donde se exhiben altos niveles de radiación solar todo año. Si bien en la zona central del país se presentan buenos niveles de radiación que pueden ser aprovechados mediante la instalación de plantas fotovoltaicas, el que se tengan en su mayoría plantas pequeñas de este tipo de tecnologías podría deberse a características geográficas como cadenas montañosas y la presencia de varios ríos (comprobado mediante Google Earth), así como también la poca disponibilidad de terreno al estar estas tierras destinadas principalmente al desarrollo agrícola.

4.3.2.2. Recursos hídricos

El agua necesaria para la producción de hidrógeno mediante electrólisis, puede obtenerse mediante la instalación de una planta desalinizadora de agua de mar, implementación bastante común, aunque nuevamente se requeriría un proyecto adicional para evaluar dicha opción, o mediante la compra directa a los servicios de agua locales. Sin embargo, para la segunda alternativa es relevante analizar la disponibilidad del recurso hídrico en las distintas regiones del país donde se desarrolla la industria del amoniaco.

Actualmente Chile enfrenta una fuerte sequía generando que más del 50 % de las comunas del país, desde la Región de Atacama hasta Aysén, se encuentren bajo decreto de escasez hídrica, afectando al 47,5 % de la población [35]. La zona centro del país en particular, si bien cuenta con importantes cuencas hidrográficas como los ríos Maipo, Maule, Cachapoal y Aconcagua, es una de las más afectadas producto del déficit de precipitaciones presentado en los últimos años debido al cambio climático, lo cual ha reducido significativamente los caudales de los ríos. Es relevante destacar que en las Regiones V, RM, VI y VII aproximadamente el 90 % del consumo de agua se destina al sector agrícola [36], que ha sido el más afectado producto de la sequía, sin embargo, este problema ha llegado a afectar al consumo humano en especial en la población rural donde se cuenta con menor acceso a este recurso.

En respuesta a esta problemática la Dirección General de Aguas del Ministerio de Obras Públicas dicta los decretos de escasez con el objetivo de proveer herramientas a la población para reducir los daños derivados de la sequía y establecer criterios y delimitaciones para las autorizaciones de extracción de aguas. Entre los decretos de declaración de zona de escasez vigentes que involucran a algunas de las comunas de interés se encuentran: toda la IV Región, las comunas de Melipilla y Buin en la Región Metropolitana, las provincias de San Antonio, San Felipe de Aconcagua y Quillota en la V Región y la provincia de Curicó en la VII Región. Además, en años anteriores y de forma reiterada las Regiones del Maule y de O'Higgins fueron declaradas en su totalidad como zonas de escasez hídrica [37].

Por otro lado, una situación bastante diferente es la que se vive en la II Región. Si bien esta región se caracteriza por ser una de las zonas más áridas del mundo, prácticamente no se ha visto afectada por la sequía nacional gracias a que desde hace 20 años comenzaron a implementar desalinizadoras de agua de mar para preservar la actividad humana, agricultura e industria. Para el año 2016, la región contaba con el 61 % de las plantas desaladoras del país, con 7 plantas para uso minero y 4 para agua potable [38]. Dentro de estas últimas destacan la “Planta Desaladora Norte”, que actualmente abastece el 85 % de la demanda de Antofagasta y el 100 % de Mejillones con una producción de 850 [L/s], y la “Planta Desaladora Tocopilla”, que desde 2020 abastece al 100 % de la demanda de dicha comuna con una producción diaria de 75 [L/s], con potencial de ampliación de hasta 100 [L/s]. Además, actualmente se encuentra en desarrollo un proyecto para incrementar la capacidad de la primera, con el fin de abastecer en un 100 % a la capital regional [67]. De esta forma, la Región de Antofagasta no sólo se consolida como líder en producción de agua potable mediante desalación en América Latina, sino que también preserva sus cuencas hidrográficas naturales, como el río Loa o el salar de Atacama, para abastecer localidades alejadas de la costa como Calama y contar con respaldos de abastecimiento en casos de emergencias.

Debido a lo anterior, a pesar de que la producción de hidrógeno mediante electrólisis presenta un consumo de agua mucho menor en comparación a otras industrias fuertemente instauradas en el país, como la minera [13], no sería conveniente ni ambientalmente consciente la utilización de los servicios de agua locales para la posible implementación de una planta en la zona centro. Sin embargo, en la II Región no sólo se cuenta con el recurso hídrico suficiente para satisfacer a la población y diversas industrias, sino que también se presentan antecedentes para la posibilidad de instalación de desalinizadoras en esa zona.

4.3.3. Consideraciones ambientales

El desarrollo de cualquier proyecto debe tener en consideración diversos criterios debido a los impactos medioambientales o sociales asociados a su desarrollo y posterior actividad. En Chile, el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) es el organismo encargado de la fiscalización ambiental de todos los proyectos, los cuales deben realizar una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o una Evaluación de Impacto Ambiental (EIA). Estos informes se evalúan en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), que es parte del SEA, para obtener una Resolución de Calificación Ambiental (RCA) y de esta forma se aprueban, rechazan o modifican los proyectos. Toda esta evaluación se encuentra regulada por medio de la Ley N°19.300 sobre “Bases generales del medio ambiente” [40]. De forma particular, el artículo 11 de dicha ley establece lo siguiente:

“Los proyectos o actividades enumerados en el artículo precedente requerirán la elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental, si generan o presentan a lo menos uno de los siguientes efectos, características o circunstancias:

- a) Riesgo para la salud de la población, debido a la cantidad y calidad de efluentes, emisiones o residuos;
- b) Efectos adversos significativos sobre la cantidad y calidad de los recursos naturales renovables, incluidos el suelo, agua y aire;
- c) Reasentamiento de comunidades humanas, o alteración significativa de los sistemas de vida y costumbres de grupos humanos;
- d) Localización en o próxima a poblaciones, recursos y áreas protegidas, sitios prioritarios para la conservación, humedales protegidos, glaciares y áreas con valor para la observación astronómica con fines de investigación científica, susceptibles de ser afectados, así como el valor ambiental del territorio en que se pretende emplazar;
- e) Alteración significativa, en términos de magnitud o duración, del valor paisajístico o turístico de una zona, y
- f) Alteración de monumentos, sitios con valor antropológico, arqueológico, histórico y, en general, los pertenecientes al patrimonio cultural.”

A partir de lo anterior y considerando también aspectos prácticos de la instalación, para la búsqueda de un emplazamiento apropiado se deben tomar las siguientes consideraciones:

- El terreno debe ser amplio, de carácter agrario o sin aprovechamiento, encontrarse disponible y no presentar grandes pendientes.
- Debe tener una distancia al mar no mayor a 30 [km] para poder contemplar la opción de obtener agua desalinizada.
- Debe encontrarse a no más de 30 [km] de las líneas de transmisión eléctrica para poder contemplar la opción de conexión a la red.
- Debe presentar escasa visibilidad desde comunas humanas y afectar poco al valor paisajístico o turístico de la zona.
- No puede encontrarse en un sector inundable, áreas bajo protección ambiental o científica, monumentos declarados o terrenos indígenas.

4.3.4. Selección de la ubicación

Como se puede apreciar en la figura 4.3.8 ninguna de las comunas de interés se encuentran en territorio indígena, excepto por Calama (señalada mediante el punto rojo), según lo declarado por la Dirección de Obras Públicas del Gobierno de Chile [41].

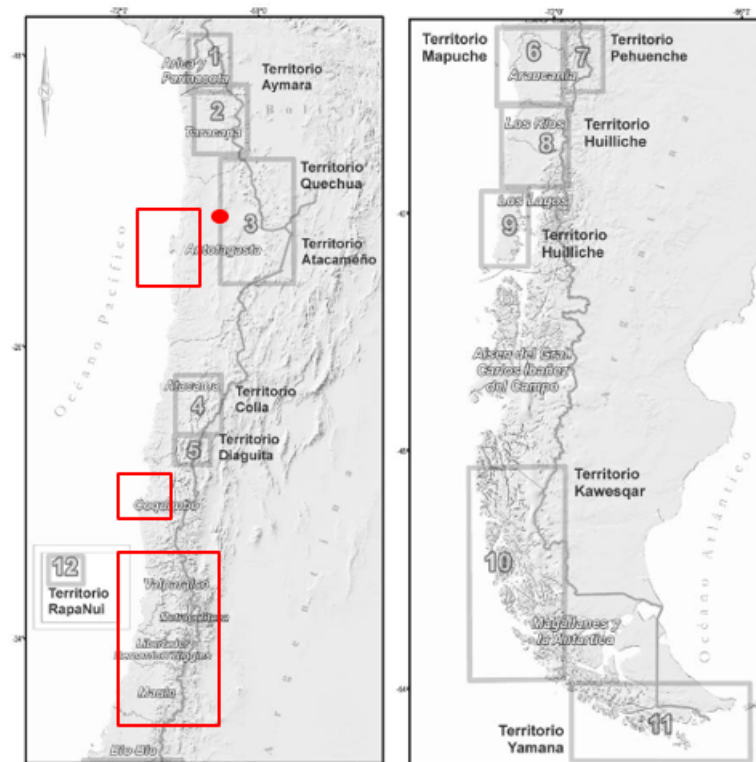


Figura 4.3.8: Territorios de pueblos indígenas de Chile.

Tomando en cuenta la caracterización de la matriz eléctrica, la capacidad del recurso solar y la cercanía al mar, los posibles sectores para la ubicación del emplazamiento se reducen a los alrededores de Mejillones y Antofagasta para la industria de explosivos en el norte del país y las cercanías de San Antonio para la industria de fertilizantes en la zona centro. Es por esto que para dichas zonas se localizan las áreas bajo protección ambiental y sitios prioritarios para la conservación según lo declarado en el Registro Nacional de Áreas Protegidas [42]

Como se observa en la figura 4.3.9, existe una gran concentración de áreas protegidas en las cercanías de la ciudad de Antofagasta. No obstante, las cercanías de la comuna de Mejillones sólo se encuentran la Península de Mejillones aproximadamente 10 [km] al oeste y el santuario de la naturaleza Itata-Gualagua más de 30 [km] al noreste. Por otro lado, en el litoral la V Región, las zonas protegidas de concentran principalmente al norte de San Antonio, en el sector de Las Cruces, como se muestra en la figura 4.3.10. Sin embargo, inmediatamente al sur de San Antonio se encuentra la desembocadura del Río Maipo, cuyo humedal podría verse muy afectado por la instalación de una planta desaladora en sus alrededores próximos.



Figura 4.3.9: Zonas protegidas en alrededores de Antofagasta y Mejillones.



Figura 4.3.10: Zonas protegidas en cercanías de San Antonio.

El sector frutícola de Chile depende fuertemente de las regiones de la zona centro (V, VI, VII y RM), ya que estas concentran el cultivo de arándanos, cerezas, uvas de mesa y ciruelas europeas, frutos de los cuales Chile destaca como el mayor exportador del mundo [31]. Si bien la elaboración de fertilizantes dentro del país podría fortalecer dicho sector productivo, en función del análisis de los recursos energéticos e hídricos, la concentración de áreas protegidas en el litoral, menor disponibilidad de terreno y particularidades geográficas complejas, se descarta la implementación de una planta de hidrógeno verde para producción de amoníaco en esta zona.

Por otro lado, la comuna de Mejillones, en la costa de la II Región, exhibe características ideales para esta instalación, tales como la disponibilidad de recursos y terreno. El mayor cuidado a tener en la elección del emplazamiento corresponde a procurar que se ubique lo suficientemente lejos de la Península de Mejillones para perturbar lo menos posible su ecosistema. Debido a esto, la planta a diseñar tendrá como objetivo final abastecer mediante hidrógeno verde la producción de amoníaco para explosivos.

Considerando lo anterior, a partir de los mapas digitales del Servicio de Impuestos Internos (SII) [43], se localizó un predio correspondiente a un sitio erizado en las coordenadas $-23,14672^\circ$ de latitud y $-70,333162^\circ$ de longitud. Este se encuentra ubicado a $11,3 [km]$ de la ciudad de Mejillones, a $11,6 [km]$ de una planta de explosivos, $9,8 [km]$ del mar, $430 [m]$ de líneas de transmisión $220 [kV]$ y $17,6 [km]$ de Península de Mejillones 4.3.11. El terreno cuenta con $25,5 [ha]$ de disponibilidad y una pendiente relativamente pequeña (ver figuras 4.3.12 y 4.3.13).



Figura 4.3.11: Ubicación emplazamiento Mejillones.

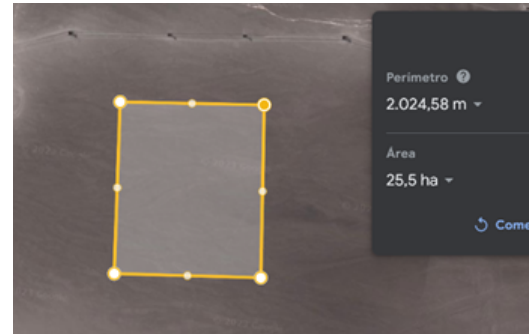


Figura 4.3.12: Tamaño emplazamiento Mejillones.



Figura 4.3.13: Pendiente emplazamiento Mejillones.

4.4. Definición de la capacidad de la planta

Al saber la demanda estimada para el mercado objetivo, es posible definir la capacidad de diseño de la planta, de tal forma que se satisfaga una porción significativa de dicha demanda para cada uno de los productos de interés. Para la definición de la capacidad de consideran los siguientes supuestos preliminares:

- Se tiene una operación durante el 94 % del año, debido a que las plantas de amoniaco se diseñan comúnmente para estar disponibles aproximadamente 340 días al año [45].
- 10 horas diarias de operación, ya que esta se encontraría sujeta al recurso solar.
- Un requerimiento de agua de $9 [L/kg_{H_2}]$, aunque esto podría variar ligeramente dependiendo del electrolizador comercial escogido.
- El terreno necesario se estima a partir de una planta de hidrógeno que forma parte de una planta de amoniaco con una capacidad de $206,9 [ton_{NH_3}/día]$ y que ocupa un área de $2,2 [ha]$ ⁴.

Por otro lado, la definición de la capacidad de la planta debe tener en cuenta los límites prácticos que presenta la industria del hidrógeno a nivel mundial. Actualmente se está construyendo en China la planta de hidrógeno verde más grande del mundo, la cual pretende

⁴ Estimación de diseño de planta de amoniaco verde realizada por el curso Proyecto de Ingeniería Mecánica (ME6600) durante el semestre de otoño 2022.

a mediados del 2023 producir 58,5 $[ton_{H_2}/día]$ [44]. También, en Estados Unidos se están construyendo 2 plantas gemelas, que conjuntamente producirán 60 $[ton_{H_2}/día]$ para sustituir unas 170 toneladas de combustibles fósiles principalmente en el sector transporte [46]. Por lo tanto, debido a las diferencias económicas actuales entre los países, una planta a construirse en Chile debe ser de una escala bastante menor.

Como se pretende realizar un estudio paramétrico en función de la capacidad de la planta, se proponen 3 capacidades sobre las cuales realizar el diseño, estas son 6,5, 11,5 y 16,5 toneladas de hidrógeno al día. En la tabla 4.4.1 se presenta, para cada capacidad propuesta, cuánto porcentaje puede cubrir la planta a diseñar de la demanda anual de hidrógeno para producción de amoniaco en la industria de explosivos, además de su consumo de agua y el tamaño aproximado del terreno necesario.

Tabla 4.4.1: Aporte a la industria y requerimientos hídricos según capacidad.

Producción de H_2 $[ton/día]$	6,5	11,5	16,5
Aporte a la producción de explosivos	4,2%	7,4%	10,6%
Consumo hídrico $[L/s]$	1,63	2,88	4,13
Terreno necesario $[ha]$	0,4	0,7	1

4.5. Selección de tecnologías

El diseño conceptual de la planta debe considerar el tipo de tecnologías a utilizar, en particular, en el proceso de electrólisis y para el almacenamiento de los gases producidos.

Electrolizador

Dado que los electrolizadores de tipo SOE y AEM son tecnologías en desarrollo que aún no son comercializadas de forma masiva, la selección de la tecnología de electrólisis considera solamente las celdas alcalinas y las PEM. Al comparar ambas tecnologías, acorde a lo presentado en la tabla 2.2.2, se aprecia que el consumo específico de energía de los electrolizadores PEM es ligeramente mayor que el los alcalinos debido a que tiene una menor eficiencia. Las celdas PEM presentan también mayores costos de inversión y de mantenimiento. Sin embargo, diversos estudios muestran que los costos de las tecnologías PEM se reducirán rápidamente [17].

A pesar de lo anterior, los electrolizadores PEM poseen varias ventajas en comparación con los alcalinos como la generación de hidrógeno de mayor pureza y permitir celdas hasta 30 veces más pequeñas. Además, la tecnología de las celdas PEM permite operar bajo variaciones de potencia, ya que posee una respuesta más dinámica, rápida y estable ante las fluctuaciones en la carga. Debido a esto, esta tecnología posee una mejor sinergia al ser acoplada a ERNC, recordando que estas fuentes de energía suelen caracterizarse por intermitencia y variabilidad de producción. Es por esto que la tecnología a utilizar para la producción de hidrógeno a partir de electrólisis de agua corresponde a electrolizadores de tipo PEM.

Almacenamiento

No se requerirá un método de almacenamiento para el hidrógeno producido, puesto que este será aprovechado directamente en la planta de amoniaco. Simplemente será necesario utilizar tuberías para el transporte del H_2 y adecuarlo a las condiciones de operación que precise la producción del amoniaco. Por otro lado, en el caso del oxígeno, este se comprimirá y almacenará en contenedores aptos para gases a alta presión.

4.6. Esquema conceptual de la planta

Para tener una idea general de los componentes principales de la planta, su distribución y la interacción ente estos, además de los recursos necesarios y los flujos producidos, se realiza un diagrama general de la planta (ver figura 4.6.1). En este esquema se aprecia que se recibe el agua desde la desalinizadora o servicios locales, la cual pasa por una bomba y un intercambiador de calor que la llevan a las condiciones de presión y temperaturas necesarias para ingresar a la pila de electrolizadores. En la parte superior se presenta la electricidad, que viene directamente desde la generadora o desde la red y se ocupa en la electrólisis del agua. De esta forma, la pila de electrolizadores genera dos productos: hidrógeno, que se dirige directo a la planta de amoniaco mediante tuberías, y oxígeno, el cual se comprime y almacena para su posterior venta.

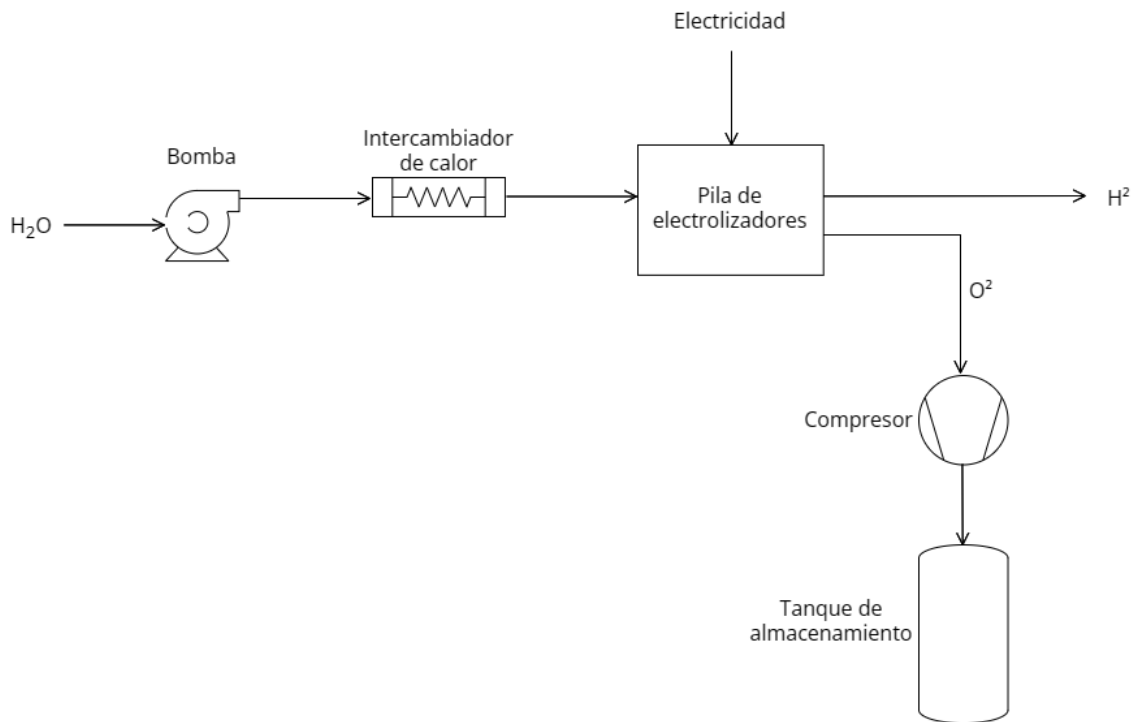


Figura 4.6.1: Esquema conceptual de la planta de producción de hidrógeno.

5. Ingeniería Básica

5.1. Selección de equipos y dimensionamiento

5.1.1. Electrolizador

Como se mencionó en la sección 4.5., la tecnología a utilizar para el proceso de electrólisis en el diseño del presente proyecto corresponde a los electrolizadores PEM. En la tabla 5.1.1 se exponen las principales opciones de electrolizadores PEM presentes en el mercado, comparando sus especificaciones técnicas, la cantidad de equipos, potencia necesaria y consumo de agua de cada modelo para el caso de la planta de 16,5 $[ton_{H_2}/día]$, ya que esta sería la capacidad más crítica.

Tabla 5.1.1: Comparación de distintos electrolizadores PEM.

Electrolizador		Características		Requerimientos		Consumo operación		
Marca	Modelo	Producción [kg/h]	P_{out} [bar]	Potencia [MW]	Agua [L/kg H_2]	Cantidad de equipos	Potencia [MW]	Agua [L/s]
Siemens	Silyzer 200	20	35	1,25	17	83	103,7	7,792
	Silyzer 300	330	35	17,5	10	5	87,5	4,583
Cummins	HyLYZER 400-30	33,08	30	2	9	50	100	4,125
	HyLYZER 500-30	41,35	30	2,5	9	40	100	4,125
	HyLYZER 1000-30	82,7	30	5	9	20	100	4,125
	HyLYZER 4000-30	330,8	30	20	9	5	100	4,125
Nel	M200	17,12	30	0,9	10	97	87,3	4,583
	M400	34,16	30	1,8	10	49	88,2	4,583
	M4000	330,8	30	18	10	5	90	4,583
H-Tec	2 MW HCS	34,734	30	2	16	48	96	7,333
	4 MW HCS	69,468	30	4	16	24	96	7,333
	10 MW HCS	173,67	30	10	16	10	100	7,333
H2B2	EL400N	33,08	40	2	10	50	100	4,583
	EL600N	49,62	40	3	10	34	102	4,583
	EL800N	66,16	40	4	10	25	100	4,583
Plug Power	EX-2125D	82,7	40	5	13	20	100	5,958
	EX-4250D	165,4	40	10	13	10	100	5,958

A partir de esta comparación es posible observar que los modelos más convenientes en términos de cantidad de equipos necesarios y potencia requerida vendrían a ser el Silyzer 300 de la marca Siemens y el M4000 de Nel, los cuales también presentan el segundo menor consumo hídrico. De estas 2 opciones se elige el electrolizador Silyzer 300, ya que está con-

venientemente diseñado en base a un concepto modular. Un arreglo completo del Silyzer 300 consiste en 24 módulos electrolizadores en serie capaces en conjunto de producir 330 $[kg_{H_2}/h]$ a potencia nominal, mientras que un medio arreglo corresponde a 12 módulos que producen 165 $[kg_{H_2}/h]$ [47]. En la figura 5.1.1, es posible apreciar en primer lugar un único módulo para electrólisis y luego como se agrupan los módulos para conformar los arreglos. Además, como se ve en la misma figura, estos arreglos pueden instalarse en paralelo para cumplir en conjunto la tasa de producción deseada. El sistema Silyzer incluye también los equipos eléctricos necesarios para su funcionamiento como un transformador y un rectificador para cada arreglo y una cabina de control.

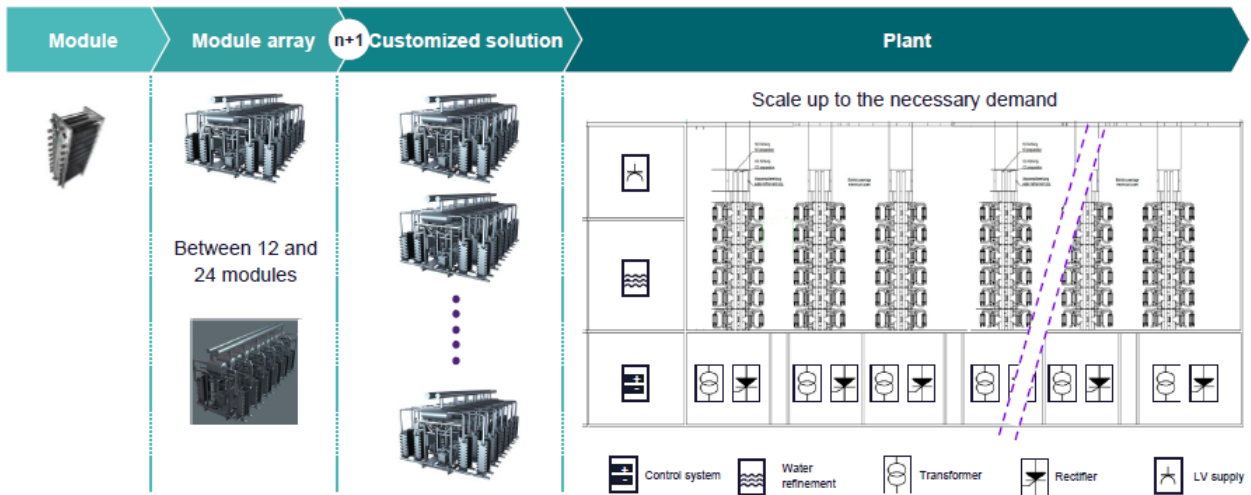


Figura 5.1.1: Diseño modular de electrolizadores Silyzer 300 [48].

En la tabla 5.1.2, a continuación, se presenta la cantidad de módulos, arreglos, potencia y agua que se necesita para cubrir las capacidades propuestas.

Tabla 5.1.2: Requerimientos para sistemas Silyzer 300 acorde a capacidad.

Capacidad $[ton_{H_2}/día]$	Producción $[kg_{H_2}/h]$	Cantidad de módulos	Cantidad de arreglos	Potencia nominal $[MW]$	Potencia usada $[MW]$	Agua $[L/s]$
6,5	650	48	2	35	34,4	1,806
11,5	1150	84	3,5	61,2	61	3,194
16,5	1650	120	5	87,5	87,5	4,583

5.1.2. Acondicionamiento del H_2 para su aprovechamiento

El hidrógeno producido mediante electrólisis sale de los electrolizadores a una presión $P_{inicial} = 35 [bar]$ y una temperatura $T_{inicial} = 358,15 [K]$, acorde a los parámetros de operación de dichos equipos. Este gas debe ser llevado a las condiciones necesarias para ser utilizado en la elaboración de amoníaco, es decir, a una presión $P_{final} = 151,9 [bar]$ y una temperatura $T_{final} = 400 [K]$ [45]. Para ello, se emplea un sistema de compresión de multietapa con intercambiadores de calor entre etapas y a la salida, cuyo diseño se detalla a continuación, con el fin de disminuir el trabajo necesario y aumentar la eficiencia.

5.1.2.1. Sistema de compresión del hidrógeno

En primer lugar, para calcular los parámetros de operación del sistema de compresión se determina, mediante la ecuación 5.1.1, la cantidad de etapas necesarias de forma tal que la relación de compresión r_p no exceda un valor de 5. De esta forma, para 2 etapas de compresión con flujo de H_2 constante (se asume que no hay pérdidas), se obtiene un valor de $r_p = 2,083$.

$$r_p = \left(\frac{P_{final}}{P_{inicial}} \right)^{1/etapas} \quad (5.1.1)$$

Como se mencionó anteriormente, es posible y conveniente abordar la compresión del hidrógeno utilizando una aproximación politrópica reversible. Así, los estados termodinámicos del ciclo de compresión pueden calcularse mediante las ecuaciones desde la 5.1.2 a la 5.1.9.

$$k_i = \frac{c_{p,i}}{c_{v,i}} \quad (5.1.2)$$

$$\frac{n_i}{n_i - 1} = \frac{k_i}{k_i - 1} \cdot \eta_p \quad (5.1.3)$$

$$T_{e,2} = T_{e,1} = T_{inicial} \quad (5.1.4)$$

$$T_{s,i} = T_{e,i} \cdot r_p^{\frac{n_i-1}{n_i}} \quad (5.1.5)$$

$$T_{m,i} = \frac{T_{e,i} + T_{s,i}}{2} \quad (5.1.6)$$

$$P_{s,i} = r_p \cdot P_{e,i} \quad (5.1.7)$$

$$P_{m,i} = \frac{P_{e,i} + P_{s,i}}{2} \quad (5.1.8)$$

$$P_{e,2} = P_{s,1} \quad (5.1.9)$$

Donde:

- i : Número de etapa con $i = \{1,2\}$.
- k_i : Relación de calores específicos de la etapa i .
- $c_{p,i}$ [kJ/kgK]: Calor específico a presión constante del hidrógeno a la presión y temperatura medias de la etapa i .
- $c_{v,i}$ [kJ/kgK]: Calor específico a volumen constante del hidrógeno a la presión y temperatura medias de la etapa i .
- n_i : Exponente politrópico del hidrógeno de la etapa i .
- η_p : Eficiencia politrópica con $\eta_p = 90\%$.
- $T_{e,i}$ [K]: Temperatura de entrada del hidrógeno de la etapa i .
- $T_{s,i}$ [K]: Temperatura de salida del hidrógeno de la etapa i .
- $T_{m,i}$ [K]: Temperatura media del hidrógeno de la etapa i .
- $P_{e,i}$ [bar]: Presión de entrada del hidrógeno de la etapa i .

- $P_{s,i}$ [bar]: Presión de salida del hidrógeno de la etapa i.
- $P_{m,i}$ [bar]: Presión media del hidrógeno de la etapa i.

Para efecto de los cálculos anteriores, los valores de los calores específicos se obtienen mediante el programa Engineering Equation Solver (EES), sin embargo, estos dependen de la temperatura media, desconocida en un inicio. Así, al variar la temperatura, varían los calores específicos y el exponente politrópico, lo que afecta a su vez a la temperatura de forma recursiva. Es por esto que dichos cálculos se realizan de forma iterativa partiendo con unos calores específicos a una temperatura $T_{inicial}$. Los resultados de estas iteraciones para obtener la temperatura de salida del hidrógeno en cada etapa se muestran en la tabla 5.1.3.

Tabla 5.1.3: Resultados del proceso iterativo en compresores de hidrógeno.

Etapa	Iteración	P_m [bar]	c_p [kJ/kgK]	c_v [kJ/kgK]	k	n	T_s [K]	T_m [K]
1	1	53,96	14,53	10,35	1,4039	1,47	452,85	405,5
	2		14,55	10,39	1,4004	1,466	452,19	405,17
	3		14,55	10,39	1,4004	1,466	452,19	405,17
2	1	112,41	14,62	10,39	1,4071	1,474	453,46	405,8
	2		14,61	10,42	1,4021	1,468	452,52	405,33
	3		14,61	10,42	1,4021	1,468	452,52	405,33

De esta forma, se consiguen las presiones y temperaturas para todos los puntos relevantes, es decir, la entrada y la salida de cada etapa. Además, para cada uno de estos puntos es posible extraer el factor de compresibilidad Z del hidrógeno y su densidad ρ_{H_2} mediante EES. Esto se presenta de forma resumida en la tabla 5.1.4 a continuación.

Tabla 5.1.4: Parámetros de operación compresores de hidrógeno.

Etapa	P [bar]	T [K]	Z	ρ_{H_2} [kg/m ³]
1e	35	358,15	1,018	2,327
1s	72,91	452,19	1,031	3,791
2e	72,91	358,15	1,038	4,755
2s	151,9	452,52	1,065	7,639

Con el fin de dimensionar los compresores necesarios para lograr estos estados termodinámicos, se tiene que calcular la potencia requerida por el proceso de compresión politrópica reversible para cada etapa mediante la ecuación 5.1.10. Como estos cálculos dependen de los flujos másicos de gas hidrógeno, se realizan para cada una de las capacidades propuestas. Los resultados de esto se exponen en la tabla 5.1.5.

$$\dot{W}_i = -\dot{m}_{H_2} \cdot \frac{n_i \cdot Z_{e,i} \cdot R_{H_2} \cdot T_{e,i}}{\eta_p \cdot (1 - n_i)} \cdot \left(r_p^{\frac{n_i-1}{n_i}} - 1 \right) \quad (5.1.10)$$

$$\dot{W}_n = \sum_i \dot{W}_i \quad (5.1.11)$$

Donde:

- \dot{W}_i [kW]: Potencia de la etapa i.

- \dot{m}_{H_2} [kg/s]: Flujo másico de hidrógeno.
- $Z_{e,i}$: Factor de compresibilidad del hidrógeno en la entrada de la etapa i.
- R_{H_2} : Constante de los gases ideales para el hidrógeno con $R_{H_2} = 4,125$ [kJ/kgK] [16].
- \dot{W}_n [kW]: Potencia neta del proceso de compresión.

Tabla 5.1.5: Potencia requerida para la compresión del H_2 según capacidad.

Capacidad [ton H_2 /día]	\dot{m}_{H_2} [kg H_2 /s]	\dot{W}_1 [kW]	\dot{W}_2 [kW]	\dot{W}_n [kW]
6,5	0,181	249,39	254,38	503,77
11,5	0,319	441,23	450,06	891,29
16,5	0,458	633,06	645,74	1278,8

Dada las altas presiones de trabajo y las características del gas a comprimir se selecciona un compresor de aire de diafragma de la marca Sollant [49]. Estos equipos tienen buena disipación de calor y logran altas presiones por compresión en dos etapas. Además, presentan la ventaja de no necesitar lubricación, por lo que el medio de compresión no entra en contacto con ningún lubricante y no se contamina, manteniendo una pureza del 99,999%. Es por esto que resultan adecuados para la compresión de gases raros, de alto valor, altamente corrosivos, explosivos o tóxicos, como por ejemplo, H_2 , He , C_2H_4 , entre otros. En particular, para la compresión del H_2 se selecciona un modelo “Tipo D” (ver figura 5.1.2), el cual presenta las siguientes especificaciones:

- Tipo de estructura: Tipo D
- Recorrido del pistón: 130-210 [mm]
- Máx. fuerza del pistón: 40-160 [kN]
- Máx. presión de descarga: 100 [MPa]
- Rango de caudal: 30-2.000 [Nm^3/h]
- Potencia del motor: 22-200 [kW]

Como se aprecia en la tabla 5.1.6, los flujos de entrada a los compresores (en [Nm^3/h]), se encuentran dentro de los rangos apropiados según las especificaciones del modelo. Sin embargo, las potencias máximas que estos compresores pueden lograr son menores a las requeridas, por lo que se tienen que utilizar varios de estos equipos en paralelo para lograr comprimir todo el flujo.

Tabla 5.1.6: Cantidad de compresores necesarios según capacidad.

Capacidad [ton H_2 /día]	\dot{m}_{H_2} [$Nm^3_{H_2}/h$]	Compresores necesarios
6,5	279,33	3
11,5	494,2	5
16,5	709,07	7



Figura 5.1.2: Compresor de aire de diafragma Sollant tipo D.

5.1.2.2. Intercambiadores de calor para el hidrógeno

Como se mencionó anteriormente, el proceso de compresión en varias etapas requiere disminuir la temperatura del gas entre las etapas. Para el caso del hidrógeno, luego de la primera etapa se lleva a la misma temperatura a la que se encontraba antes de entrar al compresor, es decir $358,15 [K]$. Dado que el modelo de compresor de dos etapas escogido ya cuenta con un sistema de refrigeración contracorriente entre etapas, basta con calcular el flujo de refrigerante necesario mediante las ecuaciones 5.1.12 y 5.1.13. El fluido utilizado como refrigerante corresponde a agua de servicio que se encuentra inicialmente a $293,15 [K]$ y se quiere llevar a $363,15 [K]$, ya que posteriormente se usará para calentar el agua que entra a los electrolizadores.

$$\dot{Q} = \dot{m}_c \cdot c_{p,c} \cdot (T_{e,c} - T_{s,c}) \quad (5.1.12)$$

$$\dot{m}_f = \frac{\dot{Q}}{c_{p,f} \cdot (T_{s,f} - T_{e,f})} \quad (5.1.13)$$

Donde:

- $\dot{Q} [kW]$: Flujo de calor intercambiado.
- $\dot{m}_c [kg/s]$: Flujo másico del fluido caliente (hidrógeno).
- $c_{p,c} [kJ/kgK]$: Calor específico del fluido caliente a la temperatura media entre la entrada y salida, y presión de operación.
- $T_{e,c} [K]$: Temperatura de entrada del fluido caliente.
- $T_{s,c} [K]$: Temperatura de salida del fluido caliente.
- $\dot{m}_f [kg/s]$: Flujo másico del fluido frío (agua de servicio).
- $c_{p,f} [kJ/kgK]$: Calor específico del fluido frío a la temperatura media entre la entrada y salida, y presión de operación.
- $T_{e,f} [K]$: Temperatura de entrada del fluido frío.
- $T_{s,f} [K]$: Temperatura de salida del fluido frío.

En la tabla 5.1.7 se presenta un resumen de los parámetros de operación de refrigeración del hidrógeno entre etapas de compresión, donde los calores específicos se obtuvieron mediante EES. Además, los resultados de los cálculos realizados se exponen en la tabla 5.1.8.

Tabla 5.1.7: Parámetros de operación de refrigeración de H_2 entre etapas.

T_{e,H_2}	452,19 [K]
T_{s,H_2}	358,15 [K]
P_{H_2}	72,91 [bar]
c_{p,H_2}	14,57 [kJ/kgK]
T_{e,H_2O}	293,15 [K]
T_{s,H_2O}	363,15 [K]
P_{H_2O}	3 [bar]
c_{p,H_2O}	4,181 [kJ/kgK]

Tabla 5.1.8: Refrigeración del H_2 entre etapas de compresión.

Capacidad [ton $_{H_2}$ /día]	\dot{m}_{H_2} [kg/s]	\dot{Q} [kW]	\dot{m}_{H_2O} [kg/s]
6,5	0,181	247,397	0,845
11,5	0,319	437,703	1,496
16,5	0,458	628,008	2,146

Por otro lado, el hidrógeno sale del compresor a una temperatura mayor de la requerida para ingresar a la planta de amoniaco, por lo que nuevamente se tiene que refrigerar hasta una temperatura $T_{final} = 400$ [K]. Para ello, se diseña un intercambiador de calor a contracorriente utilizando igualmente agua de servicio en un inicio a 293,15 [K] y finalmente a 363,15 [K]. Las ecuaciones para el calor transferido y el flujo de fluido frío son las mismas del caso anterior, pero ahora se debe calcular también el área de transferencia de calor necesaria para el diseño utilizando las ecuaciones desde la 5.1.14 a la 5.1.18.

$$\frac{1}{U_m} = \frac{1}{h_c} + \frac{1}{h_f} \quad (5.1.14)$$

$$\Delta T_1 = T_{e,c} - T_{s,f} \quad (5.1.15)$$

$$\Delta T_2 = T_{s,c} - T_{e,f} \quad (5.1.16)$$

$$\Delta T_{ln} = \frac{\Delta T_2 - \Delta T_1}{\ln\left(\frac{\Delta T_2}{\Delta T_1}\right)} \quad (5.1.17)$$

$$A = \frac{\dot{Q} \cdot 1000}{U_m \cdot \Delta T_{ln}} \quad (5.1.18)$$

Donde:

- U [W/m²K]: Coeficiente global de transferencia de calor.
- h_c [W/m²K]: Coeficiencia de convección del fluido caliente.
- h_f [W/m²K]: Coeficiencia de convección del fluido frío.

- ΔT_{ln} [K]: Diferencia de temperatura logarítmica.
- A [m^2]: Área de transferencia de calor.

El coeficiente de convección del hidrógeno puede estimarse a través de la correlación de la ecuación 5.1.19, mientras que el del agua puede obtenerse mediante una interpolación lineal a partir de los datos de la tabla 5.1.9 [16].

$$h_{gas} = 110,68 \cdot P_{gas}^{0,4011} \quad (5.1.19)$$

Donde:

- h_{gas} [W/m^2K]: Coeficiente de convección del gas de estudio.
- P_{gas} [bar]: Presión de operación del gas de estudio.

Tabla 5.1.9: Coeficientes convectivos típicos del agua en intercambiadores de calor.

P [bar]	h_{agua} [W/m^2K]
1-5	5.000-10.000
5-100	3.000-5.000

A partir de lo anterior, se encuentran todos los parámetros de operación presentados en la tabla 5.1.10 y se obtienen los resultados relativos al diseño del intercambiador de calor mostrados en la tabla 5.1.11.

Tabla 5.1.10: Parámetros de operación de refrigeración de H_2 después de compresión.

T_{e,H_2}	452,52 [K]
T_{s,H_2}	400 [K]
P_{H_2}	151,9 [bar]
c_{p,H_2}	14,64 [kJ/kgK]
h_{H_2}	830,03 [W/m^2K]
T_{e,H_2O}	293,15 [K]
T_{s,H_2O}	363,15 [K]
P_{H_2O}	3 [bar]
c_{p,H_2O}	4,181 [kJ/kgK]
h_{H_2O}	7500 [W/m^2K]
U_m	747,32 [W/m^2K]
ΔT_{ln}	97,85 [K]

Tabla 5.1.11: Refrigeración del H_2 después del proceso de compresión.

Capacidad [ton H_2 /día]	\dot{m}_{H_2} [kg/s]	\dot{Q} [kW]	\dot{m}_{H_2O} [kg/s]	A [m 2]
6,5	0,181	138,819	0,474	3,18
11,5	0,319	245,604	0,839	5,63
16,5	0,458	352,388	1,204	8,08

5.1.3. Acondicionamiento del O_2 para su almacenamiento

Antes de determinar las condiciones de almacenamiento del oxígeno obtenido como sub-producto del proceso es crucial calcular cuánto de este gas se genera. Para esto, se considera simplemente la relación estequiométrica entre las masas molares del hidrógeno y del oxígeno acorde a la ecuación que describe la electrólisis del agua.



$$r = \frac{MM_{O_2}}{2 \cdot MM_{H_2}} \quad (5.1.21)$$

Con:

- $MM_{O_2} = 32 \text{ [g/mol]}$
- $MM_{H_2} = 2 \text{ [g/mol]}$

De esta forma se obtiene que $r = 8$, lo que implica que por cada 1 [kg] de hidrógeno producido, se generan 8 [kg] de oxígeno. Esto se resume para cada una de las capacidades propuestas en la tabla 5.1.12.

Tabla 5.1.12: Producción de oxígeno.

Capacidad [ton _{H₂} /día]	Oxígeno producido		
	[ton _{O₂} /día]	[kg _{O₂} /h]	[kg _{O₂} /s]
6,5	52	5200	1,444
11,5	92	9200	2,556
16,5	132	13200	3,667

Como se expuso anteriormente, el oxígeno gaseoso se almacena por lo general a 150 [bar] aproximadamente y a temperaturas entre los 20 [°C] y 50 [°C]. Además, el oxígeno exhibe características similares al hidrógeno, por lo que también es conveniente usar aproximación politrópica para un proceso de compresión reversible. Es por esto que para su almacenamiento se realiza un proceso homólogo al realizado para el acondicionamiento del H_2 , pero en este caso con condiciones de presión y temperatura $P_{final} = 150 \text{ [bar]}$ y $T_{final} = 308,15 \text{ [K]}$.

5.1.3.1. Sistema de compresión del oxígeno

Considerando que el oxígeno sale de los electrolizadores a la misma presión y temperatura del hidrógeno, es decir, $P_{inicial} = 35 \text{ [bar]}$ y $T_{inicial} = 358,15 \text{ [K]}$ y empleando la ecuación 5.1.1 para 2 etapas de compresión, se obtiene un $r_p = 2,07$. Las ecuaciones para calcular los estados termodinámicos son las mismas del caso del hidrógeno, salvo por la temperatura de entrada a la segunda etapa de compresión. Como se muestra en la ecuación 5.1.23, entre ambas etapas de compresión en vez de enfriar hasta la temperatura inicial como en el hidrógeno, el enfriamiento es hasta igualar la temperatura final, ya que esto mostró tener mejores resultados para el caso del oxígeno.

$$T_{e,1} = T_{inicial} \quad (5.1.22)$$

$$T_{e,2} = T_{final} \quad (5.1.23)$$

De este modo, los resultados del proceso iterativo para obtener la temperatura de salida de cada etapa se muestran en la tabla 5.1.13, mientras que en la tabla 5.1.14 se resumen los parámetros de operación en cada parte del ciclo de compresión. Los calores específicos, factores de compresibilidad y densidades fueron de nuevo obtenidos a través el EES.

Tabla 5.1.13: Resultados del proceso iterativo en compresores de oxígeno.

Etapa	Iteración	P_m [bar]	c_p [kJ/kgK]	c_v [kJ/kgK]	k	n	T_s [K]	T_m [K]
1	1	53,73	0,9841	0,6773	1,453	1,530	460,82	409,48
	2		0,9818	0,6887	1,4256	1,496	455,92	407,03
	3		0,9817	0,6881	1,4267	1,498	456,12	407,13
	4		0,9817	0,6881	1,4267	1,498	456,12	407,13
2	1	111,23	1,091	0,6821	1,5995	1,714	417,23	362,68
	2		1,039	0,6857	1,5152	1,607	405,66	356,9
	3		1,042	0,6849	1,5214	1,615	406,53	357,34
	4		1,042	0,6849	1,5214	1,615	406,53	357,34

Tabla 5.1.14: Parámetros de operación compresores de oxígeno.

Etapa	P [bar]	T [K]	Z	ρ_{O_2} [kg/m ³]
1e	35	358,15	0,9945	37,82
1s	72,46	456,12	1,011	60,46
2e	72,46	308,15	0,9681	93,48
2s	150	406,53	1,017	139,6

Nuevamente se utilizan las mismas ecuaciones expuestas para el caso del hidrógeno para calcular las potencias requeridas por el proceso de compresión del oxígeno y su eficiencia (ver tabla 5.1.15). Sin embargo, ahora se considera la constante de gases ideales para el hidrógeno $R_{O_2} = 0,254$ [16].

Tabla 5.1.15: Potencia requerida para la compresión del O_2 según capacidad.

Capacidad [ton _{H₂} /día]	\dot{m}_{O_2} [kg _{O₂} /s]	\dot{W}_1 [kW]	\dot{W}_2 [kW]	\dot{W}_n [kW]
6,5	1,444	119,52	101,96	221,49
11,5	2,556	211,46	180,4	391,86
16,5	3,667	303,4	258,83	562,23

Dada la similitud de las presiones de trabajo, del mismo modo es posible utilizar compresores de aire de diafragma de 2 etapas de la marca Sollant. Sin embargo, como para el oxígeno se requieren menores potencias y los flujos volumétricos también son menores, el compresor puede ser un poco más pequeño. Así, el modelo seleccionado corresponde al “Tipo L” (ver figura 5.1.3) que cuenta con las siguientes características:

- Tipo de estructura: Tipo L
- Recorrido del pistón: 110-180 [mm]
- Máx. fuerza del pistón: 20-90 [kN]

- Máx. presión de descarga: 100 [MPa]
- Rango de caudal: 10-1.000 [Nm^3/h]
- Potencia del motor: 7.5-90 [kW]

Acorde a dichas características se establece cuántos compresores se necesitan para cada una de las capacidades propuestas. Además, el oxígeno producido durante una semana se almacena en tanques de 300 [m^3] (ver figura 5.1.4) [50].

Tabla 5.1.16: Cantidad de compresores necesarios según capacidad.

Capacidad [ton H_2 /día]	\dot{m}_{O_2} [$Nm^3_{O_2}/h$]	Compresores necesarios	Tanques necesarios
6,5	137,49	3	7
11,5	243,26	5	11
16,5	349,02	7	16



Figura 5.1.3: Compresor de aire de diafragma Sollant tipo L.



Figura 5.1.4: Tanques para oxígeno.

5.1.3.2. Intercambiadores de calor para el oxígeno

Dado que el compresor utilizado para la compresión del oxígeno también cuenta con un sistema de refrigeración entre etapas, para el primer enfriamiento basta con calcular los flujos másicos de agua de servicio requeridos para llevar al O_2 a la temperatura deseada. Para ello, se usan las mismas ecuaciones presentadas para el hidrógeno, donde en este caso el oxígeno representa al fluido caliente. En la tabla 5.1.17 se resumen los parámetros de operación del proceso, mientras que en la tabla 5.1.18 se encuentran los resultados de los cálculos.

Tabla 5.1.17: Parámetros de operación de refrigeración de O_2 entre etapas.

T_{e,O_2}	456,12 [K]
T_{s,O_2}	308,15 [K]
P_{O_2}	72,46 [bar]
c_{p,O_2}	0,9976 [kJ/kgK]
T_{e,H_2O}	293,15 [K]
T_{s,H_2O}	363,15 [K]
P_{H_2O}	3 [bar]
c_{p,H_2O}	4,181 [kJ/kgK]

Tabla 5.1.18: Refrigeración del O_2 entre etapas de compresión.

Capacidad [ton H_2 /día]	\dot{m}_{O_2} [kg/s]	\dot{Q} [kW]	\dot{m}_{H_2O} [kg/s]
6,5	1,444	213,218	0,729
11,5	2,556	377,231	1,289
16,5	3,667	541,245	1,849

Como se mencionó antes, se busca almacenar el O_2 a 35[°C], por lo que se diseña un intercambiador de calor a la salida del compresor para disminuir su temperatura. Nuevamente se emplean las mismas ecuaciones y correlaciones expuestas para el hidrógeno y los parámetros y resultados se muestran a continuación en las tablas 5.1.19 y 5.1.20, respectivamente.

Tabla 5.1.19: Parámetros de operación de refrigeración de O_2 después de compresión.

T_{e,O_2}	406,53 [K]
T_{s,O_2}	308,15 [K]
P_{O_2}	150 [bar]
c_{p,O_2}	1,077 [kJ/kgK]
h_{O_2}	825,85 [W/m ² K]
T_{e,H_2O}	293,15 [K]
T_{s,H_2O}	363,15 [K]
P_{H_2O}	3 [bar]
c_{p,H_2O}	4,181 [kJ/kgK]
h_{H_2O}	7500 [W/m ² K]
U_m	743,93 [W/m ² K]
ΔT_{ln}	26,73 [K]

Tabla 5.1.20: Refrigeración del O_2 después del proceso de compresión.

Capacidad [ton H_2 /día]	\dot{m}_{O_2} [kg/s]	\dot{Q} [kW]	\dot{m}_{H_2O} [kg/s]	A [m ²]
6,5	1,444	153,049	0,523	7,698
11,5	2,556	270,78	0,925	13,62
16,5	3,667	388,51	1,328	19,541

5.1.4. Equipos auxiliares

5.1.4.1. Bomba para agua de proceso

El agua que ingresa a la planta se encuentra inicialmente a condiciones de temperatura ambiental y presión atmosférica (20 [°C] y 1 [bar] aproximadamente), por lo que se debe utilizar una bomba para llevarla a la presión de operación de los electrolizadores (35 [bar]). Mediante EES es posible obtener las entalpías del agua a la entrada y la salida de la bomba. Se asume un proceso isentrópico, por lo que la entalpía real de salida y el trabajo de la bomba se pueden calcular mediante las ecuaciones 5.1.24 y 5.1.25. De esta forma, en la tablas 5.1.21 y 5.1.22 se presentan los parámetros de operación de la bomba y los resultados de los cálculos de potencia para cada una de las capacidades propuestas.

$$h_2 = h_1 + \frac{h_{2s} - h_1}{\eta_b} \quad (5.1.24)$$

$$\dot{W} = \dot{m}_{H_2O} \cdot (h_1 - h_2) \quad (5.1.25)$$

Donde:

- h_1 [kJ/kg]: Entalpía de entrada a la bomba para el agua.
- h_{2s} [kJ/kg]: Entalpía de salida isentrópica del agua.
- h_2 [kJ/kg]: Entalpía de salida real del agua.
- η_b : Eficiencia de la bomba.
- \dot{W} [kW]: Potencia de la bomba de agua.
- \dot{m}_{H_2O} [kg/s]: Flujo másico del agua consumido en la electrólisis.

Tabla 5.1.21: Parámetros de operación bomba para agua de proceso.

T_e	293,15 [K]
P_e	1 [bar]
P_s	35 [bar]
H	346,71 [m.c.a]
h_1	83,93 [kJ/kg]
h_{2s}	87,12 [kJ/kg]
h_2	87,92 [kJ/kg]
η_b	80 %

Tabla 5.1.22: Potencia de la bomba para agua de proceso.

Capacidad [ton _{H₂} /día]	\dot{m}_{H_2O}		\dot{W} kW
	[kg/s]	[m ³ /h]	
6,5	1,806	6,5	7,2
11,5	3,194	11,5	12,738
16,5	4,583	16,5	18,276

Considerando la diferencia de presión, potencia y caudales de agua necesarios, se selecciona la bomba centrífuga de la marca Deke, en específico el modelo D/DG25-50x12 (ver figura 5.1.5) [51]. Este modelo es capaz de alcanzar diferencias de presión de hasta 600 [m.c.a] para caudales de máximo 25 [m³/h], por lo que sirve para las tres escalas de producción.

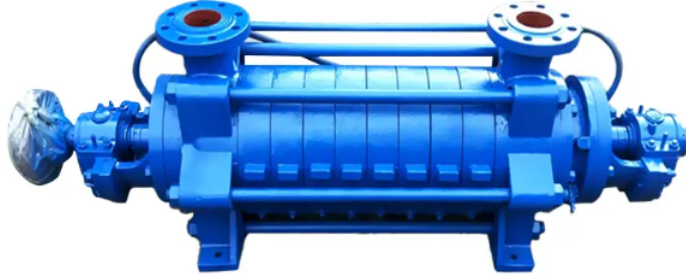


Figura 5.1.5: Bomba centrífuga marca Deke.

5.1.4.2. Bomba para agua de servicio

Toda el agua de servicio empleada en la refrigeración de los gases producidos es, posteriormente, dirigida a un intercambiador de calor para se utiliza para calentar el agua de proceso. Luego, esta ingresa a una torre de enfriamiento para enfriarla hasta los 20 [°C] y queda almacenada en un estanque a 1 [bar]. Es por esto que para que vuelva a circular por el sistema de intercambiadores de calor debe aumentarse ligeramente su presión. Se emplea una bomba para aumentar la presión del agua de servicio hasta una presión estándar de 3 [bar]. La entalpía real de salida y la potencia se calculan con las mismas ecuaciones presentadas para la bomba del agua de proceso, pero adicionalmente es necesario calcular cuánto flujo se requiere ingresar para refrigeración, lo que se obtiene mediante la ecuación 5.1.26. En las tablas 5.1.23 y 5.1.24 se exponen las condiciones de operación, flujos másicos y potencias requeridas por esta bomba en cada caso.

$$\dot{m}_{H_2O,total} = \dot{m}_{refri,H_2} + \dot{m}_{refri,O_2} \quad (5.1.26)$$

Donde:

- \dot{m}_{refri,H_2} [kg/s]: Flujo másico de agua requerido para la refrigeración del hidrógeno en el ciclo de compresión (considerando ambas etapas).
- \dot{m}_{refri,O_2} [kg/s]: Flujo másico de agua requerido para la refrigeración del oxígeno en el ciclo de compresión (considerando ambas etapas).
- $\dot{m}_{H_2O,total}$ [kg/s]: Flujo másico total requerido de agua de servicio.

Tabla 5.1.23: Parámetros de operación bomba para agua de servicio.

T_e	293,15 [K]
P_e	1 [bar]
P_s	3 [bar]
H	20,4 [m.c.a]
h_1	83,93 [kJ/kg]
h_{2s}	84,12 [kJ/kg]
h_2	84,18 [kJ/kg]
η_b	80 %

Tabla 5.1.24: Flujos y potencia de la bomba para agua de servicio.

Capacidad [ton _{H₂} /día]	\dot{m}_{refri,H_2} [kg/s]	\dot{m}_{refri,O_2} [kg/s]	$\dot{m}_{H_2O,total}$		\dot{W} kW
			[kg/s]	[m ³ /h]	
6,5	1,32	1,251	2,571	9,26	0,611
11,5	2,335	2,214	4,549	16,38	1,08
16,5	3,35	3,177	6,527	23,5	1,55

En el caso de la bomba de servicio se selecciona una bomba centrífuga de la marca Beigong, específicamente el modelo 65CQ-32 (ver figura 5.1.6) [52]. Este modelo alcanza diferencias de presión de hasta 32 [m.c.a] y caudales de 25 [m³/h], por lo que sirve para las tres escalas de producción.



Figura 5.1.6: Bomba centrífuga marca Beigong.

5.1.4.3. Intercambiador de calor para agua de electrólisis

Para llevar al agua de proceso a la temperatura deseada para su ingreso a los electrolizadores (85 [°C]), se utiliza un intercambiador de calor donde el fluido caliente corresponde al agua de servicio que aumentó considerablemente su temperatura después de enfriar los gases producidos. Mediante la ecuación 5.1.27 se calcula el calor que debe ser transferido hacia el agua de proceso, cuyos resultados para cada capacidad se presentan en la tabla 5.1.26. En esta tabla también se exponen los flujos máxicos tanto del agua de proceso como la de servicio.

Por otro lado, como se aprecia en la tabla 5.1.25, se desconoce la temperatura de salida del agua de servicio, la cual puede calcularse mediante la ecuación 5.1.28. Sin embargo, para este cálculo se requiere saber el calor específico del fluido, el cual depende de la temperatura

media y requiere conocer la temperatura de salida. Es por esto que se realiza una pequeña iteración para encontrar los valores de $c_{p,c}$ y $T_{s,c}$, expuesta en la tabla 5.1.27. Estos resultados son válidos para todas las capacidades propuestas, ya que al realizar los cálculos se llegó al mismo valor independientemente del caso.

$$\dot{Q} = \dot{m}_f \cdot c_{p,f} \cdot (T_{s,f} - T_{e,f}) \quad (5.1.27)$$

$$T_{s,c} = T_{e,c} - \frac{\dot{Q}}{\dot{m}_c \cdot c_{p,c}} \quad (5.1.28)$$

$$T_{m,c} = \frac{T_{e,c} + T_{s,c}}{2} \quad (5.1.29)$$

Donde:

- \dot{Q} [kW]: Flujo de calor intercambiado.
- \dot{m}_f [kg/s]: Flujo másico del fluido frío (agua de proceso).
- $c_{p,f}$ [kJ/kgK]: Calor específico del fluido frío a la temperatura media entre la entrada y salida, y presión de operación.
- $T_{e,f}$ [K]: Temperatura de entrada del fluido frío.
- $T_{s,f}$ [K]: Temperatura de salida del fluido frío.
- $T_{s,c}$ [K]: Temperatura de salida del fluido caliente (agua de servicio).
- $T_{e,c}$ [K]: Temperatura de entrada del fluido caliente.
- \dot{m}_c [kg/s]: Flujo másico del fluido caliente.
- $c_{p,c}$ [kJ/kgK]: Calor específico del fluido caliente a la temperatura media entre la entrada y salida, y presión de operación.
- $T_{m,c}$ [K]: Temperatura media del fluido caliente.

Tabla 5.1.25: Parámetros de operación IC para agua de proceso.

$T_{e,f}$	293,515 [K]
$T_{s,f}$	358,15 [K]
P_f	35 [bar]
$c_{p,f}$	4,174 [kJ/kgK]
h_f	3716 [W/m ² K]
$T_{e,c}$	363,15 [K]
$T_{s,c}$? [K]
P_c	3 [bar]
$c_{p,c}$? [kJ/kgK]
h_c	7500 [W/m ² K]

Tabla 5.1.26: Flujos máxicos y de calor en IC para agua de proceso.

Capacidad [ton _{H₂} /día]	\dot{m}_f [kg/s]	\dot{Q} [kW]	\dot{m}_c [kg/s]
6,5	1,806	489,865	2,571
6,5	3,194	886,685	4,549
6,5	4,583	1243,504	6,527

Tabla 5.1.27: Iteración para encontrar $T_{s,c}$.

Iteración	$c_{p,c}$ [kJ/kg]	$T_{s,c}$ [K]	$T_{m,c}$ [K]
1	4,204	317,83	340,45
2	4,185	317,83	340,45

Habiendo encontrado la temperatura de salida del fluido caliente, es posible utilizar las ecuaciones 5.1.14 a 5.1.18 para diseñar el intercambiador de calor. A partir de esto, se tienen los demás parámetros mostrados en la tabla 5.1.28 y las áreas de transferencia de calor para cada planta que se muestran en la tabla 5.1.29.

Tabla 5.1.28: Parámetros faltantes de IC para agua de proceso.

$T_{s,c}$	317,62 [K]
$c_{p,c}$	4,185 [kJ/kgK]
U_m	2484,75 [W/m ² K]
ΔT_{ln}	12,26 [K]

Tabla 5.1.29: Área de transferencia de calor para IC de agua de proceso.

Capacidad [ton _{H₂} /día]	A [m ²]
6,5	16,08
11,5	28,45
16,5	40,81

5.1.4.4. Torre de enfriamiento

Luego de que el agua de servicio caliente el agua empleada en la electrólisis, es necesario enfriarla aún más para que se pueda almacenar y reutilizar. Para ello, se usa una torre de enfriamiento húmeda con relleno, donde se fuerza el ingreso de aire del exterior, el cual se humidifica hasta cerca de la saturación al entrar en contacto con el agua caliente. De esta forma, el agua pierde una pequeña parte de su caudal por evaporación hacia el aire y también se le extrae calor, por lo que se enfría. El objetivo es diseñar una torre de enfriamiento capaz de enfriar el agua desde los 44,62 [°C] (temperatura a la que sale del IC) hasta los 20 [°C]. Se consideran condiciones medias anuales de temperatura y humedad relativa en la localidad de Mejillones [53], mediante las cuales es posible obtener la humedad absoluta y la entalpía a presión ambiente.

El proceso que ocurre dentro de la torre se representa típicamente mediante la ecuación 5.1.30, conocida como “curva de operación”. Mediante esta ecuación, se obtiene en primer lugar el caudal de aire mínimo permisible, definido para una entalpía de operación igual a la entalpía de aire húmedo en saturación a 44,62 [°C]. Posteriormente, las ecuaciones 5.1.31, 5.1.32 y 5.1.33, permiten calcular el caudal de aire necesario, la entalpía de operación en el tope de la torre (y a lo largo de esta) y el caudal de agua de reposición requerido, además de generar la curva de operación del sistema (ver anexo A). Los distintos valores de entalpías y humedades absolutas se obtienen mediante EES. Como se aprecia en la tabla 5.1.31, la entalpía de operación en la parte superior de la torre es independiente del caudal de agua, por lo que se obtiene la misma curva para representar todos los casos.

$$L \cdot C_L \cdot (T_{L2} - T_{L1}) = G_s \cdot (H_2 - H_1) \quad (5.1.30)$$

$$G'_s = 1,5 \cdot G'_{s,o} \quad (5.1.31)$$

$$\Rightarrow H_2 = H_1 + \frac{L \cdot C_L}{G'_s} \cdot (T_{L2} - T_{L1}) \quad (5.1.32)$$

$$\Delta L = G'_s \cdot (Y_2 - Y_1) \quad (5.1.33)$$

Donde:

- L [kg/h]: Caudal de agua.
- C_L [J/kg°C]: Calor específico del agua.
- T_{L2} [°C]: Temperatura de entrada del agua (tope de la torre).
- T_{L1} [°C]: Temperatura de salida del agua (fondo de la torre).
- G_s [kg/h]: Caudal de aire.
- H_2 [J/kg]: Entalpía de aire húmedo en el tope.
- H_1 [J/kg]: Entalpía de aire húmedo en el fondo.
- $G'_{s,o}$ [kg/h]: Caudal de aire mínimo permisible.
- G'_s [kg/h]: Caudal de aire necesario para operación.
- Y_2 : Humedad absoluta del aire húmedo en el tope.
- Y_1 : Humedad absoluta del aire húmedo en el fondo.

Tabla 5.1.30: Parámetros torre de enfriamiento.

T_{L2}	44,62 [°C]
T_{L1}	20 [°C]
C_L	4182 [J/kg°C]
T_{aire}	18,02 [°C]
HR_{aire}	71 %
Y_1	0,009141
H_1	41257 [J/kg]

Tabla 5.1.31: Resultados de operación de torre de enfriamiento.

Capacidad [ton _{H₂} /día]	L [kg/s]	$G'_{s,o}$ [kg/s]	G'_s [kg/s]	H_2 [J/kg]	[kg/s]	ΔL % respecto a L
6,5	2,571	1,575	2,363	153313,2	0,129	5 %
11,5	4,549	2,787	4,180	153313,2	0,228	5 %
16,5	6,527	3,999	5,998	153313,2	0,327	5 %

Posteriormente, se diseña la torre calculando su altura mediante la ecuación 5.1.35. Para esto, se determina un diámetro tal que la razón de aspecto (Z/D) se encuentre comprendida entre 2,5 y 4. En particular, se escogen diámetros de forma que la razón de aspecto sea aproximadamente 3 en todos los casos. Los resultados del diseño se presentan en la tabla 5.1.32.

$$A = \pi \cdot \left(\frac{D}{2}\right)^2 \quad (5.1.34)$$

$$Z = \frac{L \cdot C_L}{A \cdot 3600} \cdot \frac{1}{k_y \cdot a_M} \int \frac{\delta T_L}{H_i - H} \quad (5.1.35)$$

Donde:

- A [m²]: Área transversal de la torre.
- D [m]: Diámetro de la torre.
- Z [m]: Altura de la torre.
- $k_y \cdot a_M$ [kg/sm³]: Coeficiente “volumétrico” de transferencia de masa con $k_y \cdot a_M = 0,444$ [kg/sm³].
- H_i [J/kg]: Entalpía de aire húmedo en saturación.
- H [J/kg]: Entalpía de operación del aire húmedo.

Tabla 5.1.32: Resultados de diseño para la torre de enfriamiento.

Capacidad [ton _{H₂} /día]	D [m]	A [m ²]	Z [m]	Z/D
6,5	2,1	3,464	6,198	2,95
11,5	2,5	4,909	7,737	3,09
16,5	2,85	6,379	8,542	2,99

Por último, se busca determinar la potencia requerida por el ventilador a utilizar para forzar la entrada del aire desde el exterior. Para ello, se emplean las ecuaciones expuestas a continuación y los resultados se presentan en la tabla 5.1.33.

$$V = \frac{G'_s}{A} \quad (5.1.36)$$

$$P_s = \frac{(2 \cdot V^2)}{g} \quad (5.1.37)$$

$$\dot{W} = 13,142 \cdot P_s \cdot G'_s \cdot 0,7457 \quad (5.1.38)$$

Donde:

- V [m/s]: Velocidad del aire que se mueve por la torre.
- G'_s [m^3/s]: Caudal de aire necesario para operación.
- P_s [$m.c.a$]: Presión estática del aire.
- g [m/s^2]: Aceleración de gravedad con $g = 9,81$ [m/s^2]
- \dot{W} [kW]: Potencia requerida por el ventilador.

Tabla 5.1.33: Potencia ventilador de torre de enfriamiento.

Capacidad [$ton_{H_2}/día$]	G'_s [m^3/s]	V [m/s]	P_s [$m.c.a$]	\dot{W} [kW]
6,5	2,071	0,598	0,0729	1,479
11,5	3,664	0,746	0,1136	4,078
16,5	5,257	0,824	0,1384	7,131

5.1.4.5. Otros equipos

De forma adicional, es necesario considerar en el diseño de la planta equipos o dispositivos auxiliares, tales como:

- **Estanques para agua:** Se requieren estanques para los dos flujos de agua presentes en el sistema: el agua de servicio y el agua de proceso. Con respecto al agua de servicio, es importante tener las reservas de agua suficientes para contar con reposición del flujo, dado que parte de este se evapora en la torre de enfriamiento. En la tabla 5.1.34 se presenta el flujo de agua de servicio requerido ($\dot{m}_{H_2O, serv}$), el flujo de agua que se debe reponer (ΔL) y la cantidad de agua mínima que se requiere para presentar una autonomía de operación de 3 días (L_{min}). En este último valor se contempla un 15 % extra de forma que siempre exista un flujo circulando y un poco de reserva.

Tabla 5.1.34: Capacidad necesaria en estanque agua de servicio.

Capacidad [$ton_{H_2}/día$]	$\dot{m}_{H_2O, serv}$ [kg/s]	ΔL		L_{min} [L]
		[kg/s]	[$L/día$]	
6,5	2,571	0,129	4631,41	15978,35
11,5	4,549	0,228	8194,03	28269,39
16,5	6,527	0,327	11756,65	40560,43

En el caso de que el agua de proceso se obtenga simplemente mediante la compra a las empresas de servicios sanitarios en camiones de aljibe, es importante contar con un almacenamiento que permita contenerla. Es por esto que se calcula la capacidad que debe tener el estanques de forma tal que la planta tenga una autonomía de operación durante 3 días. Esto se detalla en la tabla 5.1.35, donde $\dot{m}_{H_2O,pros}$ corresponde al flujo de agua utilizada en un día y L_{alm} , al almacenamiento de agua necesario para 3 días.

Tabla 5.1.35: Capacidad necesaria en estanque agua de proceso.

Capacidad [ton _{H₂} /día]	$\dot{m}_{H_2O,pros}$ [kg/día]	L_{alm} [L]
6,5	65000	195000
11,5	115000	345000
16,5	165000	495000

Tanto para el agua de proceso como de servicio es posible contar con estanques de acero inoxidable hechos a medida, acorde al volumen requerido, por la empresa Jiangsu Mingxing Water Supply Equipment CO.,Ltd (ver figura 5.1.7) [54].



Figura 5.1.7: Estanque de agua modular personalizable.

- **Ablandador de agua:** Si bien los electrolizadores vienen con refinadores de agua incluidos, se contempla contar con un ablandador de agua adicional ubicado justo al ingreso del agua al sistema. Se consideran ablandadores de agua de tipo Clack, ya que estos son capaces de eliminar minerales como magnesio y calcio presentes en el agua dura, los cuales podrían llegar a obstruir las cañerías y dañar la bomba y el intercambiador de calor que se encuentran antes de los electrolizadores. En particular, se escogen los modelos WS1.5 de 8 [m³/h], WS2 de 14 [m³/h] y WS2 de 20 [m³/h] de Industrial Water Equipment [55] para las plantas de 6,5, 11,5 y 16,5 [ton_{H₂}/día], respectivamente.

5.2. Diagrama de flujos de la planta

A continuación, en la figura 5.2.1, se muestra el diagrama de flujos de la planta. En este se detallan las temperaturas y presiones de operación en cada punto del proceso, así como también los flujos máxicos de gases producidos y agua respectivos a la planta con capacidad de 16,5 [ton_{H₂}/día] (los diagramas de las otras dos plantas se encuentran en el Anexo B).

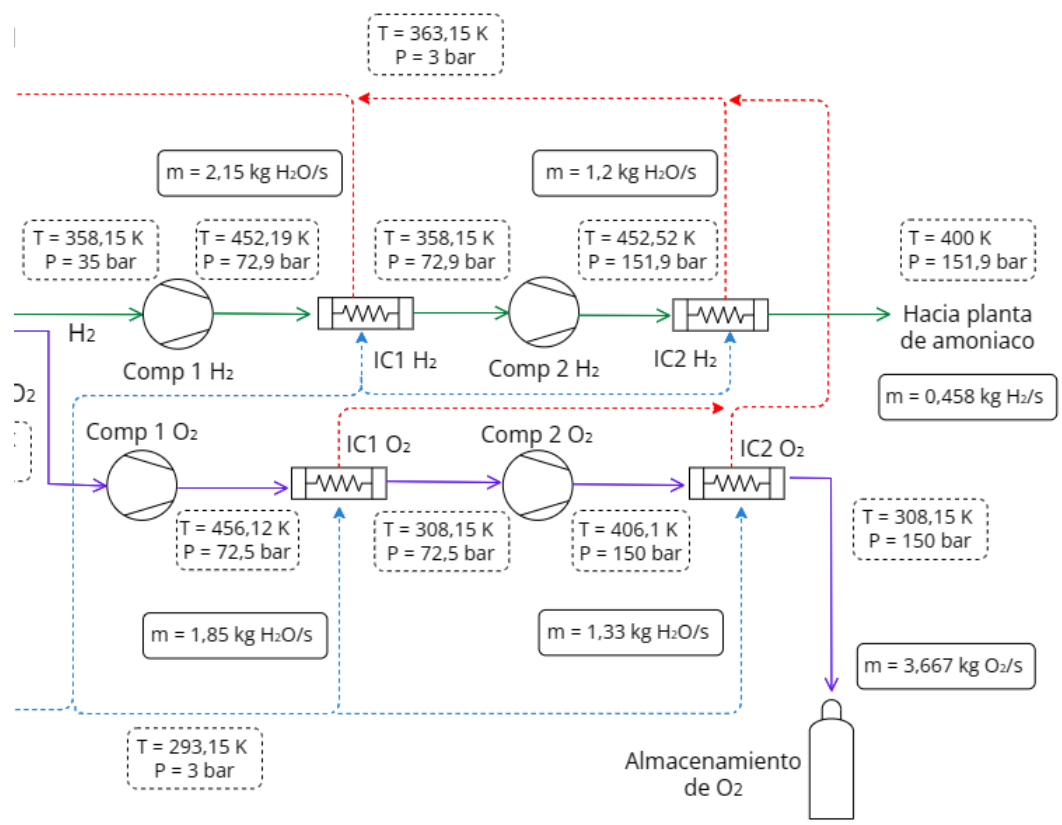
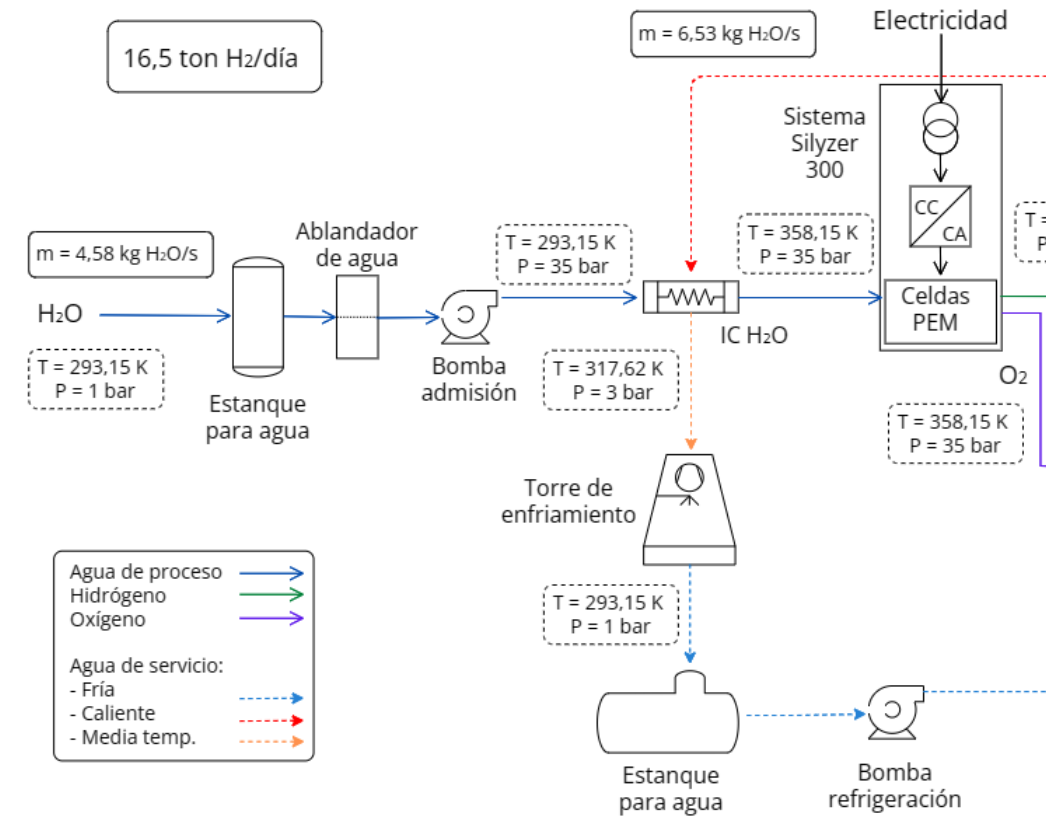


Figura 5.2.1: Diagrama de flujos de la planta de 16,5 [ton_{H₂}/día].

5.3. Consumo energético total

A partir de los cálculos anteriores es posible determinar el consumo energético total de la planta para cada caso. En la tabla 5.3.1 se presenta la potencia total y el consumo eléctrico para cada una de las capacidades de producción. En el cálculo del consumo eléctrico se considera un 10% adicional para efectos de control automático de la planta y otras necesidades energéticas de poco impacto.

Tabla 5.3.1: Potencia total y consumo eléctrico de la planta

Capacidad [$ton_{H_2}/día$]	Potencia [MW]	Electricidad		
		[kWh/kg_{H_2}]	[$MWh/día$]	[$GWh/año$]
6,5	35,178	59,533	386,963	132,767
11,5	62,26	59,553	684,861	234,976
16,5	89,342	59,561	982,764	337,186

Además, para el caso de plantas *offgrid*, se realiza una estimación simplificada del área necesaria para la instalación de una planta fotovoltaica adyacente (ver tabla 5.3.2). Para ello, se considera simplemente el valor promedio de radiación global horizontal en el sector del emplazamiento, correspondiente a $6,66 [kWh/m^2/día]$. En este cálculo se consideró un 20% adicional, ya que debe existir espacio entre los paneles solares. De esta forma se confirma que en el terreno escogido sería posible construir además una planta fotovoltaica.

Tabla 5.3.2: Estimación área necesaria para planta PV adyacente.

Capacidad [$ton_{H_2}/día$]	Área necesaria	
	[m^2]	[ha]
6,5	69.723,026	6,97
11,5	123.398,364	12,34
16,5	177.074,603	17,71

5.4. Escalamiento de la planta de H_2

A partir de los cálculos realizados para diseñar la planta de electrólisis con 3 capacidades de producción diferentes, se genera un análisis paramétrico, cuyo fin es establecer ecuaciones que permitan replicar el diseño expuesto, pero con distintas escalas de producción. A continuación, se presentan las ecuaciones lineales encontradas mediante los gráficos del Anexo C, donde “ x ” representa la producción de hidrógeno en [kg_{H_2}/h]. Se decide ocupar la producción en [kg_{H_2}/h] en lugar de [$ton_{H_2}/día$] para hacerlo de la forma más general posible, ya que dadas otras condiciones pueden haber plantas de electrólisis con regímenes de operación diferentes a 10 horas al día.

- **Potencia total de la planta** (\dot{W}_{total} [kW]):

$$\dot{W}_{total} = 54,164 \cdot x - 28,007 \quad (5.4.1)$$

- **Potencia electrolizadores** (\dot{W}_{elect} [kW]):

$$\dot{W}_{elect} = 53,03 \cdot x - 25,806 \quad (5.4.2)$$

- **Potencia compresor de hidrógeno (\dot{W}_{comp,H_2} [kW]):**

$$\dot{W}_{comp,H_2} = 0,775 \cdot x \quad (5.4.3)$$

- **Potencia compresor de oxígeno (\dot{W}_{comp,O_2} [kW]):**

$$\dot{W}_{comp,O_2} = 0,3407 \cdot x \quad (5.4.4)$$

- **Potencia bomba para agua de proceso ($\dot{W}_{b,pros}$):**

$$\dot{W}_{b,pros} = 0,0111 \cdot x \quad (5.4.5)$$

- **Potencia bomba para agua de servicio ($\dot{W}_{b,serv}$):**

$$\dot{W}_{b,serv} = 0,000939 \cdot x \quad (5.4.6)$$

- **Potencia ventilador torre de enfriamiento (\dot{W}_{torre}):**

$$\dot{W}_{torre} = 0,00565 \cdot x - 2,271 \quad (5.4.7)$$

- **Área de transferencia para intercambiador de calor después del proceso de compresión del hidrógeno (A_{IC,H_2} [m²):**

$$A_{IC,H_2} = 0,000489 \cdot x \quad (5.4.8)$$

- **Área de transferencia para intercambiador de calor después del proceso de compresión del oxígeno (A_{IC,O_2} [m²):**

$$A_{IC,O_2} = 0,0118 \cdot x \quad (5.4.9)$$

- **Área de transferencia para intercambiador de calor para calentamiento de agua de proceso (A_{IC,H_2O} [m²):**

$$A_{IC,H_2O} = 0,0247 \cdot x \quad (5.4.10)$$

- **Flujo másico de agua de servicio ($\dot{m}_{H_2O,serv}$ [kg/s]):**

$$\dot{m}_{H_2O,serv} = 0,00396 \cdot x \quad (5.4.11)$$

6. Evaluación económica

6.1. Casos de estudio

Como se analizó en la sección 4.3, existen varias formas de obtener los dos recursos necesarios para la producción de hidrógeno mediante electrólisis, es decir, electricidad y agua. La electricidad puede obtenerse *offgrid* mediante una planta fotovoltaica conectada directamente a la planta de hidrógeno u *ongrid* a través de la red eléctrica del SEN. Por otra parte, el agua puede obtenerse directamente mediante una desalinizadora o comprarse a la empresa de abastecimiento de agua local. De esta forma para cada una de las escalas de producción posibles para la planta de hidrógeno (6,5 [ton_{H_2} /día], 11,5 [ton_{H_2} /día] y 16,5 [ton_{H_2} /día]), se presentan los siguientes casos de estudio:

- 1.1. Producción *offgrid* con agua desalinizada.
- 1.2. Producción *offgrid* con agua de red local.
- 2.1. Producción *ongrid* con agua desalinizada.
- 2.2. Producción *ongrid* con agua de red local.

En la producción *ongrid* se considera el mismo régimen de operación de 10 horas diarias de la producción *offgrid*, correspondientes a las horas del día donde el SEN presenta mayormente energía proveniente de generadoras renovables.

Para cada caso, los costos e ingresos expuestos a continuación se calculan suponiendo que la planta opera durante 20 años, a partir del 2030, a toda su capacidad.

6.2. CAPEX

El CAPEX o inversión capital del proyecto debe considerar en primer lugar la adquisición de los equipos y componentes necesarios para el emplazamiento y funcionamiento de la planta de producción de hidrógeno. En la tabla 6.2.1 se presenta un desglose de los principales costos fijos de inversión, donde la mayoría de los precios de los equipos fueron extraídos de la información pública de dichos productos o entregados directamente por los proveedores de estos, acorde a los precios establecidos para el año 2023.

Las únicas excepciones corresponden a los intercambiadores de calor (IC), la torre de enfriamiento y los ventiladores axiales, cuyos precios fueron estimados a partir de sus variables de construcción y funcionamiento (área de transferencia de calor de los IC, diámetro y altura

de la torre y caudal de los ventiladores). Esta estimación se realizó mediante bases de datos digitales [56][57], las cuales presentan los costos en [USD] correspondientes al año 2014, por lo cual fueron posteriormente transformados al precio dólar promedio del 2023 [58]. En el caso de los ventiladores axiales también se tomó como referencia los caudales de modelos comerciales de la empresa Aerostar [59]. En específico, se contempla la instalación de 2 ventiladores axiales de los modelos “HC-71-6/12T/H”, “HC-71-4/8T/H” y “HC-80-4/8T/H” para las plantas de 6,5, 11,5 y 16,5 $[ton_{H_2}/día]$, respectivamente.

Además, dado que el terreno escogido tiene una extensión notablemente mayor a la superficie estimada para la planta de hidrógeno, se contempla la compra solamente de una porción del terreno. Según lo establecido por el SII, el terreno es un totalidad se encuentra evaluado en 223.804.567 [CLP], lo que es equivalente a 274.661 [USD]⁵, dando un costo de 1,08 [USD/ha]. Adicionalmente, se tiene en cuenta dentro de la inversión, la compra de una van para transporte de personal [60] y camiones aljibe para el transporte de agua [61].

Tabla 6.2.1: Costos fijos de adquisición de equipos y componentes de la planta para cada escala de producción.

Equipo o componente	Costo unitario + IVA	Costo [USD]		
		6,5 $[ton_{H_2}/día]$	11,5 $[ton_{H_2}/día]$	16,5 $[ton_{H_2}/día]$
Electrolizador	1.131 [USD/kW]	39.567.500	69.186.600	98.918.750
Compresor H_2	173.694 [USD]	521.081	868.468	1.215.855
Compresor O_2	129.482 [USD]	388.445	647.408	906.371
IC H_2	-	4.125	5.041	5.958
IC O_2	-	5.653	6.875	7.944
IC H_2O	-	5.141	8.827	12.511
Bomba agua proceso	3.570 [USD]	3.570	3.570	3.570
Bomba agua servicio	357 [USD]	357	357	357
Torre de enfriamiento	-	379.706	624.762	854.247
Ventilador axial torre	-	3.431	4.027	4.831
Tanque de agua proceso	113 [USD/ m^3]	22.045	39.002	55.960
Tanque de agua servicio	113 [USD/ m^3]	1.809	3.165	4.635
Tanques de O_2	863.917 [USD]	6.047.417	9.503.083	13.822.667
Ablandador de agua	Según modelo	2.728	4.850	5.608
Van de transporte	58.402 [USD]	58.402	58.402	58.402
Terreno	274.661 [USD]	4.308	7.540	10.771
Camiones aljibe	101.150 [USD]	606.900	1.011.500	1.416.100

Sin embargo, la inversión en componentes de la planta varía dependiendo del caso de estudio, ya que en el caso de usar agua desalinizada se asume que esta es tratada previamente y llega directamente a la planta a través de tuberías, por lo que no serían necesarios los camiones aljibes, el tanque para agua de proceso ni el ablandador de agua.

Por otra parte, la inversión contempla los gastos en obras civiles, los cuales se estiman como el 50% del costo fijo correspondiente a los componentes. Con esto se obtiene para cada caso de estudio un costo fijo parcial, al cual se le agrega un 30% extra para eventualidades para obtener el costo fijo de inversión final. Estas eventualidades abarcan tanto elementos

⁵ Acorde al precio dólar con fecha 18 de marzo del 2023, tal que 1 [CLP] = 814,84 [USD].

que no se están considerando en esta evaluación de costos como diferencias entre los precios evaluados y los reales o problemas que se presenten durante la construcción de la planta.

Por último, el CAPEX incluye también el capital de trabajo, cuyo valor en plantas químicas varía entre el 12 % y el 24 % del costo de inversión fijo [16]. Para efectos de este proyecto se toma un capital de trabajo equivalente al 15 % del costo fijo de inversión. Lo anterior se detalla en la tabla 6.2.2, a continuación, según caso de estudio con respecto a la forma de obtención de agua para cada escala de producción.

Tabla 6.2.2: Resultados CAPEX en [USD].

	Uso agua desalinizada			Uso agua de red		
	6,5 [ton _{H₂} /día]	11,5 [ton _{H₂} /día]	16,5 [ton _{H₂} /día]	6,5 [ton _{H₂} /día]	11,5 [ton _{H₂} /día]	16,5 [ton _{H₂} /día]
Obras civiles	23.503.366	40.473.628	57.923.907	23.811.308	40.991.738	58.652.268
Total parcial	70.510.099	121.420.883	173.771.722	71.433.924	122.975.215	175.956.803
+ eventualidades	91.663.129	157.847.148	225.903.238	92.864.101	159.867.780	228.743.844
Capital de trabajo	13.749.469	23.677.072	33.885.486	13.929.615	23.980.167	34.311.577
CAPEX total	105.412.598	181.524.220	259.788.724	106.793.716	183.847.947	263.055.421

De esta forma, tomando el valor promedio entre los distintos casos de estudio, se puede obtener la distribución final del CAPEX por tipo de ítem, como se muestra en la figura 6.2.1.

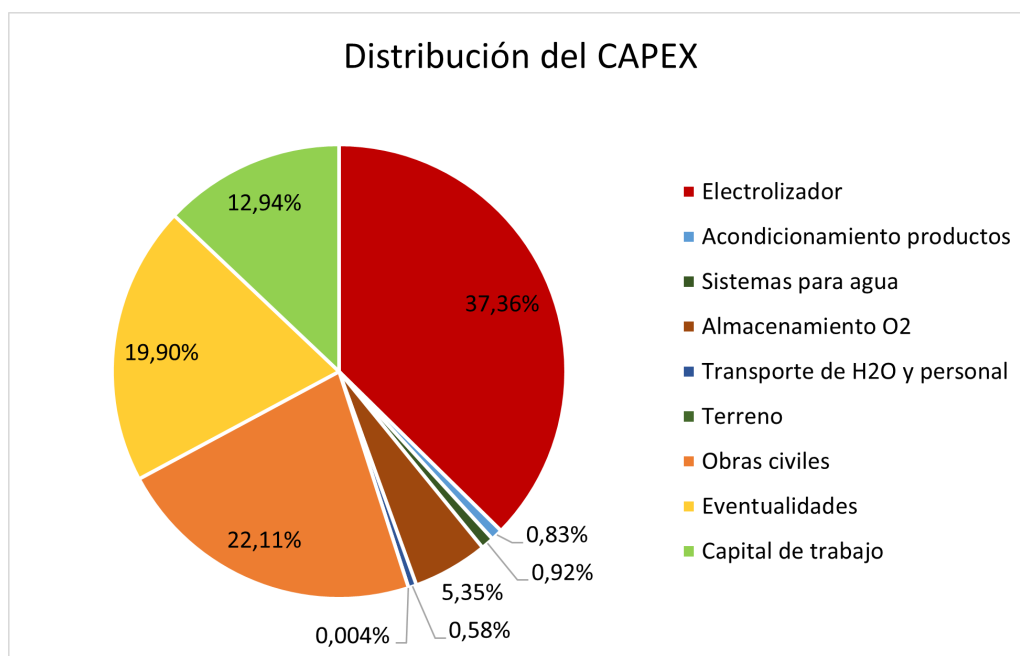


Figura 6.2.1: Distribución del CAPEX por ítem.

6.3. OPEX

6.3.1. Costos de operación variables

Los costos variables de operación de la planta corresponden al costo de la electricidad, el cual depende del caso de estudio. En el caso *offgrid* se contempla que la energía se obtiene directamente de una planta fotovoltaica (PV) adyacente, no obstante, para que dicha planta de generación sea factible debe generar utilidades. Es por esto que se supone que la planta de generación vende su electricidad a la planta de hidrógeno a su costo marginal, precio al cual entregaría la planta PV su energía al SEN en otras circunstancias donde ese sea su fin.

Sin embargo, el costo marginal de la energía depende de la zona y varía cada año. Es por esto que se utilizan los datos de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) del Ministerio de Energía, la cual define distintos escenarios energéticos de largo plazo que muestren caminos alternativos en el desarrollo de la matriz energética [62]. A través del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) se obtienen los valores de los costos marginales de los 5 escenarios de la PELP para la barra más cercana a la planta de hidrógeno, correspondiente a Los Changos (220 [kV]) [63]. Esto permite estimar un gasto promedio en electricidad *offgrid* (en [MUSD]) para cada escala de producción acorde a sus respectivos consumos anuales desde el año 2030 al 2050, como se muestra en el gráfico de la figura 6.3.1 ⁶.

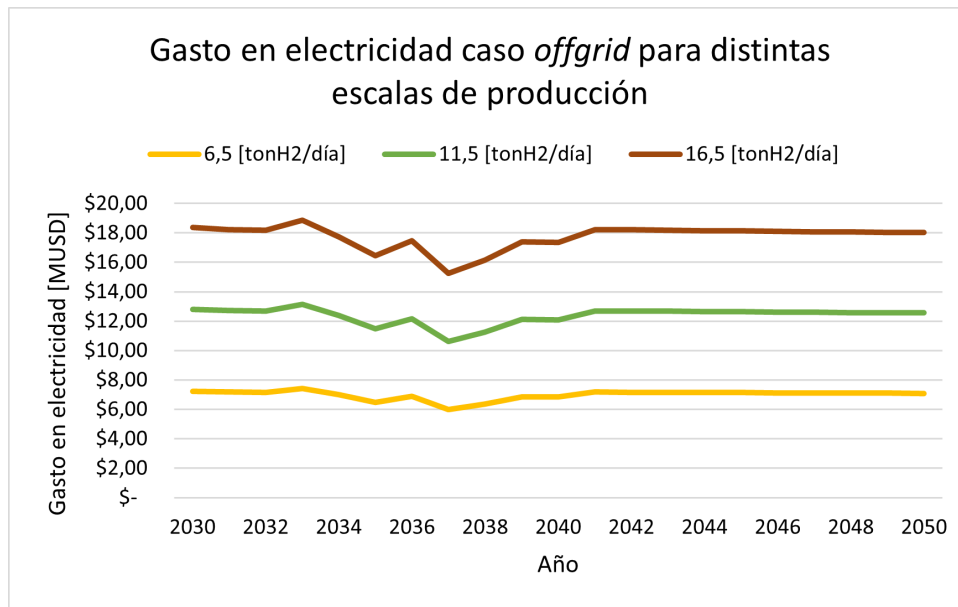


Figura 6.3.1: Gasto en electricidad caso *offgrid* entre los años 2030 y 2050.

En el caso *ongrid*, dado que la planta requiere una potencia mayor a 5.000 [kW], se considera como un cliente libre [64], por lo tanto el precio de la electricidad debe ser determinado mediante un contrato financiero con alguna empresa generadora. El costo de la electricidad determinado por dicho contrato puede variar dependiendo de lo establecido por las distintas partes, por lo que para este análisis se utilizará el promedio en los últimos 10 años del precio medio de mercado (PMM) del Sistema Eléctrico Nacional, según lo reportado por la Comisión Nacional de Energía. Así, de forma general, se considera un valor de 64,5 [USD/MWh]

⁶ En el Anexo D se presentan mayores detalles sobre la obtención de dichos valores.

para la electricidad durante los 20 años de operación de la planta [65]. De forma similar al caso anterior, se presenta el gasto en electricidad *ongrid* para cada escala de producción en la figura 6.3.2.

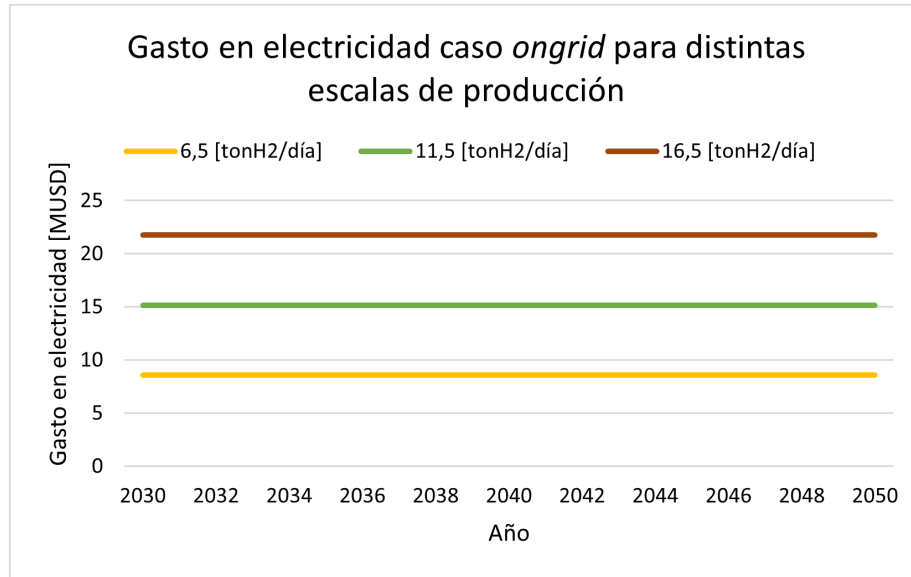


Figura 6.3.2: Gasto en electricidad caso *ongrid* entre los años 2030 y 2050.

6.3.2. Costos de operación fijos

Los costos operacionales fijos corresponden al gasto anual incurrido en agua tanto de proceso como de servicio, los sueldos del personal, operación y mantenimiento (O&M), elementos de oficina y un cargo extra por emergencias.

El costo del agua varía dependiendo de si esta se obtiene de una planta desalinizadora o de la red de servicios sanitarios locales. Por un lado, el agua desalinizada tiene un precio de venta promedio de 1 [USD/ m^3] [66], mientras que la tarifa establecida para la comuna de Mejillones por parte de Aguas Antofagasta establece un cargo fijo de 1.352 [CLP] y un cargo variable de 2.008,83 [CLP/ m^3] [67].

En la tabla 6.3.1 se presentan los distintos cargos del personal de la planta, sus respectivos sueldos y cuantas personas se necesitan por cargo. Tanto el personal de planta (trabajadores encargados de la operación y mantenimiento de los equipos) como los conductores de camiones aljibe varían en cantidad dependiendo del tamaño de la planta, siendo de izquierda a derecha el requerimiento para las plantas de 6,5, 11,5 y 16,5 [ton H_2 /día], respectivamente. Además de los cargos relacionados al manejo de la planta, como son los cargos de ingeniería, supervisión y personal de planta, también se cuenta con personal administrativo, personas encargadas de la seguridad y aseo y un chofer para el transporte del resto del personal hacia las instalaciones de la planta.

Tabla 6.3.1: Sueldos y cantidad de personal.

Cargo	Suelo [USD/mes]	Cantidad
Ingenieros	3.600	2
Supervisor/-a/-e	3.000	1
Personal de planta	2.400	5-6-7
Administrativos	2.400	2
Prevencionista de riesgos	1.800	1
Guardias	1.800	2
Personal de aseo	1.800	2
Chofer	1.000	1
Camioneros	1.800	6-10-14

Usualmente, el costo de operación y mantenimiento se estima como un porcentaje del costo capital fijo, siendo entre el 1 % y el 3 % de este dependiendo de las tecnologías [16]. Para efectos de este proyecto, por generalidad, se considera que el valor de O&M corresponde a un 2 % del costo fijo. Además, se considera un gasto de 2.000 [USD/año] en gastos de oficina.

Sumando los gastos en agua, trabajadores, O&M y elementos de oficina, se encuentra un costo operacional fijo parcial. Con respecto a este valor se calcula un 30 % extra para emergencias relativas a la operación de la planta. De esta forma, el conjunto de todos los gastos mencionados entrega el costo operacional fijo anual total para cada caso, como se muestra en la tabla 6.3.2.

Tabla 6.3.2: Resultados OPEX fijo en [USD/año].

	Uso agua desalinizada			Uso agua de red		
	6,5 [ton _{H₂} /día]	11,5 [ton _{H₂} /día]	16,5 [ton _{H₂} /día]	6,5 [ton _{H₂} /día]	11,5 [ton _{H₂} /día]	16,5 [ton _{H₂} /día]
Agua	24.129	42.690	61.250	60.054	105.812	151.570
Sueldos	444.000	472.800	501.600	573.600	688.800	804.000
O&M + oficina	1.835.263	3.158.943	4.520.065	1.859.282	3.199.356	4.576.877
Total parcial	2.303.391	3.674.433	5.082.915	2.492.936	3.993.968	5.532.447
+ emergencias	691.017	1.102.330	1.524.875	747.881	1.198.190	1.659.734
OPEX fijo total	2.994.409	4.776.762	6.607.790	3.240.817	5.192.158	7.192.181

De forma similar a lo presentado anteriormente, en la figura 6.3.3 se presenta la distribución final de los costos operacionales fijos, tomando en cuenta el promedio entre los casos de estudio. Además, en la figura 6.3.4, se puede apreciar la distribución promedio de costos totales considerando tanto el CAPEX como el OPEX total acumulado durante los 20 años de operación de la planta.

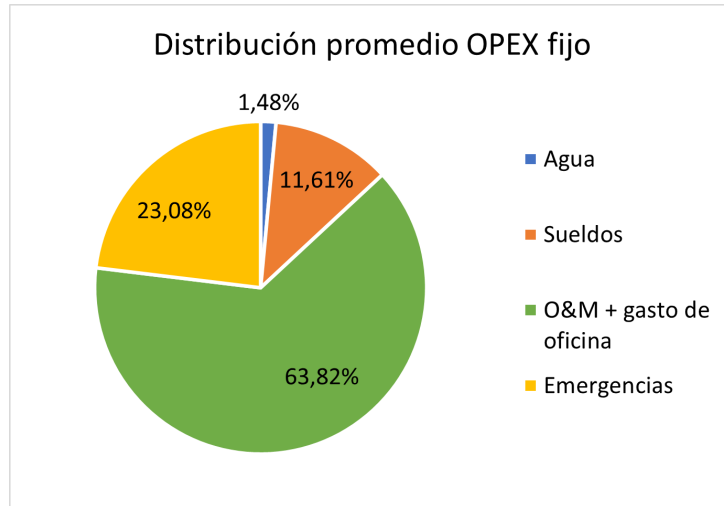


Figura 6.3.3: Distribución del OPEX fijo.

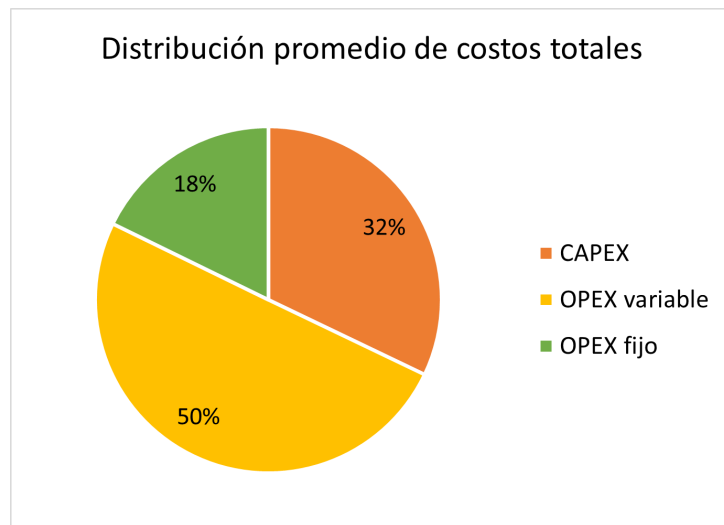


Figura 6.3.4: Distribución de costos totales.

6.4. Ingresos

Los ingresos de la planta vienen dados por la venta de sus productos, es decir, oxígeno e hidrógeno. El precio de venta del oxígeno gaseoso ha reportado tener un valor de 2,5 [USD/ $Nm^3_{O_2}$] a nivel nacional [16]. Por otro lado, el precio de venta varía dependiendo de la fuente que se analice, por lo cual para efectos de este proyecto se utiliza un valor promedio de 10,655 [USD/ kg_{H_2}]. De esta forma, para cada escala de producción se tiene el nivel de ingresos anual presentado en la tabla 6.4.1.

Tabla 6.4.1: Ingresos anuales por venta de H_2 y O_2 .

Capacidad [$ton_{H_2}/día$]	Oxígeno		Hidrógeno		Ingresos totales [USD/año]
	Producción [$m^3/año$]	Ingresos [USD/año]	Producción [$kg/año$]	Ingresos [USD/año]	
6,5	90.933,74	227.334	2.230.150	23.762.248	23.989.583
11,5	160.882,77	402.207	3.945.650	42.040.901	42.443.108
16,5	230.831,80	577.080	5.661.150	60.319.553	60.896.633

6.5. Depreciación

La depreciación de la inversión hace referencia a la pérdida del valor de un activo en el tiempo debido a deterioro del mismo y se incluye como un gasto tributario en los flujos de caja previo a la aplicación de impuestos. En este caso se utiliza un modelo de depreciación lineal, donde la depreciación anual de un activo se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Depreciación [USD/año]} = \frac{\text{Valor del activo [USD]}}{\text{Vida útil contable [año]}} \quad (6.5.1)$$

La vida útil de los distintos activos se encuentra estandarizada por el SII [68], por lo que utilizando esta información y sus costos respectivos, es posible obtener la depreciación de cada activo como se presenta en la tabla 6.5.1 ⁷.

Tabla 6.5.1: Depreciación anual de la inversión.

Equipo o componente	Vida útil contable [año]	Depreciación anual [USD/año]		
		6,5 [$ton_{H_2}/día$]	11,5 [$ton_{H_2}/día$]	16,5 [$ton_{H_2}/día$]
Electrolizador	15	2.637.833	4.612.440	6.594.583
Compresor H_2	15	34.739	57.898	81.057
Compresor O_2	15	25.896	43.161	60.425
IC H_2	15	275	336	397
IC O_2	15	377	458	530
IC H_2O	15	343	588	834
Bomba agua proceso	10	357	357	357
Bomba agua servicio	10	36	36	36
Torre de enfriamiento	15	25.314	41.651	56.950
Ventilador axial torre	15	229	268	322
Tanque de agua proceso	10	2.204	3.900	5.596
Tanque de agua servicio	10	181	317	464
Tanques de O_2	10	604.742	950.308	1.382.267
Ablandador de agua	10	273	485	561
Van de transporte	7	8.343	8.343	8.343
Camiones aljibe	7	86.700	144.500	202.300
Obras civiles	50	476.226	819.835	1.173.045

⁷ Aunque es un activo físico, el terreno se considera que tiene vida útil infinita, por lo que no sufre depreciación.

6.6. Flujos de caja

6.6.1. Supuestos considerados

Para el desarrollo de los flujos de caja se toman en cuenta los siguientes supuestos:

- El horizonte de evaluación del proyecto es de 20 años, equivalente a la vida útil estimada para la planta.
- La planta se construye en el año 0 de la evaluación, año en que se realiza la inversión capital, y comienza a operar a partir del año 1, correspondiente al año 2030.
- Se considera una tasa de descuento fija del 8 %, en base a lo establecido para el mercado energético chileno.
- Se contempla una tasa de impuesto de primera categoría del 27 %.
- No se consideran ganancias ni pérdidas de capital.
- Para cada caso de estudio y escala de producción se considera tanto un flujo de caja del proyecto puro (sin deuda) como un flujo de cada de proyecto financiado.
- Para el financiamiento se contempla la adquisición de un crédito idéntico para cada caso de estudio, equivalente a aproximadamente el 30 % del costo fijo.
- El préstamo se invierte en el año 0 y comienza a pagarse en el año 1, con cuota constante a 8 años y una tasa de interés del 6 %.
- La cuota a pagar cada año se calcula mediante la ecuación 6.6.1, donde r_c corresponde a la tasa de interés del crédito y n a la cantidad de periodos requeridos para pagar la deuda. Además, con las ecuaciones 6.6.2 a 6.6.4, es posible calcular los valores del interés, la amortización y la deuda respectivos a cada periodo i .

$$\text{Cuota} = \frac{r_c \cdot (1 + r_c)^n \cdot \text{Monto del crédito}}{(1 + r_c)^n - 1} \quad (6.6.1)$$

$$\text{Interés}_i = r \cdot \text{Deuda}_{i-1} \quad (6.6.2)$$

$$\text{Amortización}_i = \text{Cuota} - \text{Interés}_i \quad (6.6.3)$$

$$\text{Deuda}_i = \text{Deuda}_{i-1} - \text{Amortización}_i \quad (6.6.4)$$

6.6.2. Indicadores económicos

Se utilizan los siguientes indicadores económicos para el análisis de factibilidad del proyecto en base a los flujos de caja:

- Valor actual neto (VAN): Valor presente de los flujos de caja originados por una inversión, tomando en cuenta la tasa de descuento r .

Criterios de decisión:

- VAN > 0: Proyecto presenta rentabilidad y conviene desarrollarlo.

- VAN = 0: Proyecto no genera utilidades, por lo que se es indiferente ante su realización.
- VAN < 0: Proyecto produce pérdidas y no conviene llevarlo a cabo.
- Tasa interna de retorno (TIR): Tasa de descuento con la cual el VAN del proyecto es igual a 0.

Criterios de decisión:

- TIR > r : Conviene desarrollarlo.
- TIR = r : Indiferente ante la realización del proyecto.
- TIR < r : No conviene llevar a cabo el proyecto.
- Retorno de la inversión (ROI): Valor que mide el rendimiento de una inversión, para evaluar qué tan eficiente es el gasto que se planea realizar. Este indicador se calcula para cada año i mediante la ecuación 6.6.5. Un ROI negativo indica que se ha ganado menos de lo invertido, mientras que un valor positivo significa que se están generando ganancias mayores al gasto asumido al realizar el proyecto.

$$\text{ROI}_i = \frac{\text{Beneficio acumulado hasta el año } i - \text{Inversión}}{\text{Inversión}} \quad (6.6.5)$$

- *Payback* (PB): Representa el tiempo que transcurre desde el inicio del proyecto hasta que, mediante las ganancias, se recupera la inversión realizada para el desarrollo de este. Esto ocurre cuando flujos de caja netos acumulados igualan el valor total de la inversión. Se puede relacionar con el ROI, de forma tal que el PB sería el tiempo que debe transcurrir para que el ROI cambie de negativo a positivo.
- Costo-beneficio o índice neto de rentabilidad (B/C): Mide la relación entre los costos de un proyecto y los beneficios que este genera, con el fin de determinar su viabilidad. Este se calcula mediante la ecuación 6.6.6.

$$\text{B/C} = \frac{\text{Valor presente de los beneficios netos}}{\text{Inversión}} \quad (6.6.6)$$

Criterios de decisión:

- B/C > 1: Beneficios son mayores a los costos, por lo que el proyecto puede ser considerado rentable.
- B/C = 1: Beneficios igualan a los costos, es decir, no hay ganancias ni pérdidas.
- B/C < 1: Los costos superan los beneficios, por lo que el proyecto no es rentable.

6.6.3. Resultados de flujos de caja para proyecto puro

A continuación, en las tablas 6.6.1, 6.6.2 y 6.6.3, se presentan los indicadores económicos resultantes de los flujos de caja para proyecto puro para cada escala de producción.

Tabla 6.6.1: Resultados proyecto puro, planta de 6,5 [ton_{H₂}/día].

Caso de estudio	Planta de 6,5 [ton _{H₂} /día], proyecto puro			
	VAN [USD]	TIR	PB [años]	B/C
<i>Offgrid</i> + agua desalinizada	6.655.304	8,82 %	9	1,063
<i>Offgrid</i> + agua de red	3.687.024	8,45 %	9	1,035
<i>Ongrid</i> + agua desalinizada	-4.706.982	7,41 %	10	0,955
<i>Ongrid</i> + agua de red	-7.675.263	7,05 %	10	0,928

Tabla 6.6.2: Resultados proyecto puro, planta de 11,5 [ton_{H₂}/día].

Caso de estudio	Planta de 11,5 [ton _{H₂} /día], proyecto puro			
	VAN [USD]	TIR	PB [años]	B/C
<i>Offgrid</i> + agua desalinizada	19.879.442	9,40 %	8	1,110
<i>Offgrid</i> + agua de red	14.879.092	9,04 %	9	1,081
<i>Ongrid</i> + agua desalinizada	-229.949	7,98 %	9	0,999
<i>Ongrid</i> + agua de red	-5.230.299	7,63 %	10	0,972

Tabla 6.6.3: Resultados proyecto puro, planta de 16,5 [ton_{H₂}/día].

Caso de estudio	Planta de 16,5 [ton _{H₂} /día], proyecto puro			
	VAN [USD]	TIR	PB [años]	B/C
<i>Offgrid</i> + agua desalinizada	30.858.220	9,52 %	8	1,119
<i>Offgrid</i> + agua de red	23.825.384	9,17 %	9	1,091
<i>Ongrid</i> + agua desalinizada	2.001.578	8,1 %	9	1,008
<i>Ongrid</i> + agua de red	-5.031.258	7,75 %	10	0,981

6.6.4. Resultados de flujos de caja para proyecto financiado

De forma análoga a lo anterior, en las tablas 6.6.4, 6.6.5 y 6.6.6, se presentan los indicadores económicos resultantes de los flujos de caja para proyecto financiado para cada escala de producción.

Tabla 6.6.4: Resultados proyecto financiado, planta de 6,5 [ton_{H₂}/día].

Caso de estudio	Planta de 6,5 [ton _{H₂} /día], proyecto financiado			
	VAN [USD]	TIR	PB [años]	B/C
<i>Offgrid</i> + agua desalinizada	10.367.752	9,49 %	9	1,133
<i>Offgrid</i> + agua de red	7.399.471	9,05 %	10	1,093
<i>Ongrid</i> + agua desalinizada	-994.535	7,85 %	11	0,987
<i>Ongrid</i> + agua de red	-3.962.816	7,43 %	11	0,95

Tabla 6.6.5: Resultados proyecto financiado, planta de 11,5 [ton_{H₂}/día].

Caso de estudio	Planta de 11,5 [ton _{H₂} /día], proyecto financiado			
	VAN [USD]	TIR	PB [años]	B/C
<i>Offgrid</i> + agua desalinizada	26.291.851	10,18 %	9	1,196
<i>Offgrid</i> + agua de red	21.291.501	9,75 %	9	1,156
<i>Ongrid</i> + agua desalinizada	6.182.460	8,52 %	10	1,046
<i>Ongrid</i> + agua de red	1.182.110	8,10 %	10	1,009

Tabla 6.6.6: Resultados proyecto financiado, planta de 16,5 [ton_{H₂}/día].

Caso de estudio	Planta de 16,5 [ton _{H₂} /día], proyecto financiado			
	VAN [USD]	TIR	PB [años]	B/C
<i>Offgrid</i> + agua desalinizada	40.038.090	10,32 %	9	1,209
<i>Offgrid</i> + agua de red	33.005.254	9,89 %	9	1,169
<i>Ongrid</i> + agua desalinizada	11.181.449	8,66 %	10	1,058
<i>Ongrid</i> + agua de red	4.148.612	8,24 %	10	1,021

6.7. Costo nivelado del hidrógeno (LCOH)

Habiendo determinado el CAPEX y OPEX del proyecto es posible calcular el LCOH para cada caso estudio y escala de producción, mediante la ecuación 6.7.1. Como se mencionó anteriormente, este valor indica cuánto cuesta producir un 1 [kg] de hidrógeno dados los costos asociados y resulta crucial para analizar la competitividad del hidrógeno producido en el mercado.

$$LCOH = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{t=n} OPEX}{\sum_{t=1}^{t=n} \text{Producción de } H_2} \quad (6.7.1)$$

Donde n representa el horizonte de evaluación en [años], es decir, $n = 20$. De esta forma, se obtienen los valores de LCOH presentados en la tabla 6.7.1.

Tabla 6.7.1: LCOH para cada caso de estudio y escala de producción.

Caso de estudio	LCOH [USD/kg _{H₂}]		
	6,5 [ton _{H₂} /día]	11,5 [ton _{H₂} /día]	16,5 [ton _{H₂} /día]
<i>Offgrid</i> + agua desalinizada	6,93	6,74	6,70
<i>Offgrid</i> + agua de red	7,02	6,83	6,78
<i>Ongrid</i> + agua desalinizada	7,74	7,54	7,50
<i>Ongrid</i> + agua de red	7,85	7,65	7,60

6.8. Alternativa de régimen de operación *ongrid*

Como se mencionó anteriormente, la evaluación recién presentada fue realizada considerando un régimen de operación de 10 horas diarias para el caso *ongrid*, buscando mantener coherencia con respecto a la generación de energía solar. Sin embargo, podría ser posible mejorar los indicadores económicos incrementando la cantidad de horas que opera la planta al día. Si bien esto implica la utilización de electricidad mayormente no renovable, como el

proceso de electrólisis mantiene su cualidad de no generar gases de efecto invernadero, la producción de hidrógeno podría aún considerarse verde ⁸.

En consecuencia, se propone alargar la operación de la planta hasta las 20 horas diarias. De esta forma, manteniendo los niveles de producción horaria, las plantas de 6,5, 11,5 y 16,5 [ton_{H₂}/día], pasarían a tener capacidades de 13, 23 y 33 [ton_{H₂}/día], respectivamente. Puesto que la producción horaria se mantiene, no varían los flujos y parámetros relacionados al diseño de la planta, sin embargo, se duplica el requerimiento de agua y electricidad. Además, duplicar la jornada implica aumentar el personal y establecer un sistema de turnos. También, para el caso de usar agua proveniente de la red local será necesario incurrir en una mayor inversión para contar con una mayor capacidad de almacenamiento para agua y oxígeno y más camiones para transporte de agua.

Así, sin entrar en mayores detalles sobre la nueva distribución de costos e ingresos, mediante el desarrollo de flujos de caja de proyecto puro para este régimen de operación alternativo se obtienen los indicadores económicos presentados en la tabla 6.8.1. Además, para cada caso se calcula nuevamente el LCOH, cuyos resultados se muestran en la misma tabla.

Tabla 6.8.1: Resultados económicos para alternativa de casos *ongrid*.

	<i>Ongrid</i> + agua desalinizada			<i>Ongrid</i> + agua de red		
	13 [ton/día]	23 [ton/día]	33 [ton/día]	13 [ton/día]	23 [ton/día]	33 [ton/día]
VAN [USD]	103.171.187	190.540.919	277.341.489	83.081.377	158.310.352	230.951.855
TIR	19,46 %	20,23 %	20,42 %	16,2 %	17,1 %	17,25 %
PB [años]	4	4	4	5	5	5
B/C	1,979	2,05	2,068	1,682	1,763	1,777
LCOH [USD/kg_{H₂}]	5,97	5,87	5,83	6,15	6,04	5,99

6.9. Análisis de sensibilidad

Se espera que una disminución de costos de los electrolizadores, correspondientes a aproximadamente el 56 % del costo fijo de inversión y a el 37 % del CAPEX total, en conjunto a una reducción en los costos de la energía en base a tecnologías renovables, podría significar un descenso del LCOH y una mejora general en la rentabilidad de las plantas de hidrógeno verde. Es por esto que, en base a los resultados presentados, se realizan análisis de sensibilidad que permiten estudiar estas posibilidades de mejora.

6.9.1. Variación en el costo de la electricidad

En primer lugar, como el precio establecido para los casos *ongrid* es un valor promedio de toda la industria nacional, podría ser poco representativo de los precios reales manejados en industrias como la del hidrógeno o afines, por lo que se hace necesario ver qué ocurre si se establecen otros valores para los contratos financieros. Se debe considerar además la esperada reducción de los precios de la electricidad, gracias al aumento de la capacidad renovable y mejores tecnologías. A partir de esto, se desea estudiar el efecto de la disminución del precio

⁸ Tomando como antecedente el proyecto “HyEx - Producción de Hidrógeno Verde” de Engie Latam S.A., el cual se encuentra aprobado por el SEA y dice que se conectará directamente al SEN [69].

de la electricidad para los casos *ongrid*.

En las figuras 6.9.1, 6.9.2 y 6.9.3 se presenta para las 3 escalas de producción la variación percibida en VAN, TIR y LCOH, respectivamente, en función del costo de la electricidad, el cual disminuye desde los 64 [USD/MWh] a los 44 [USD/MWh].

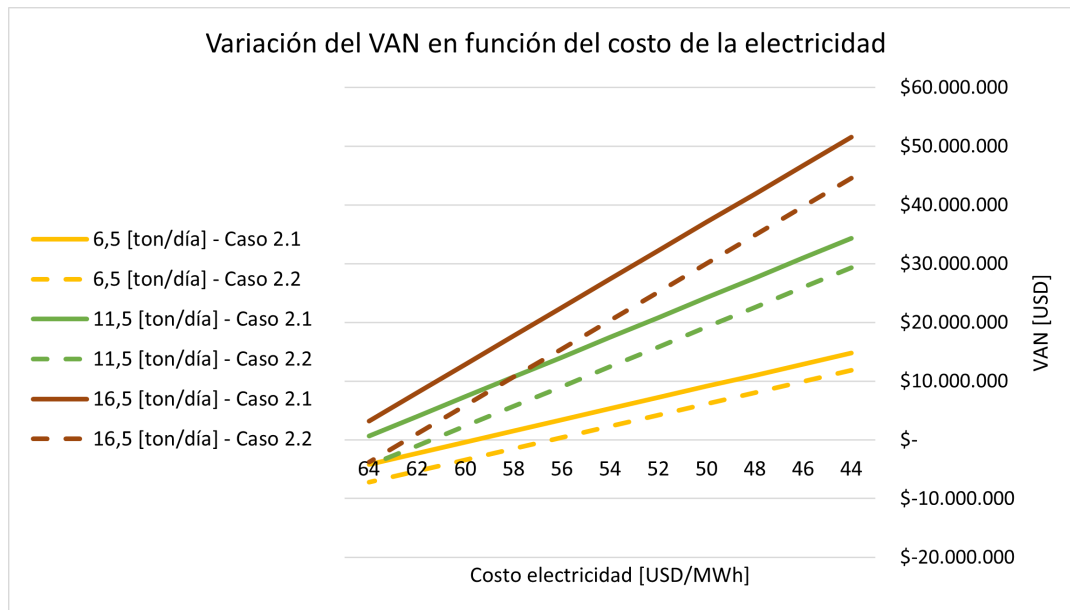


Figura 6.9.1: VAN respecto a la disminución del costo de la electricidad.

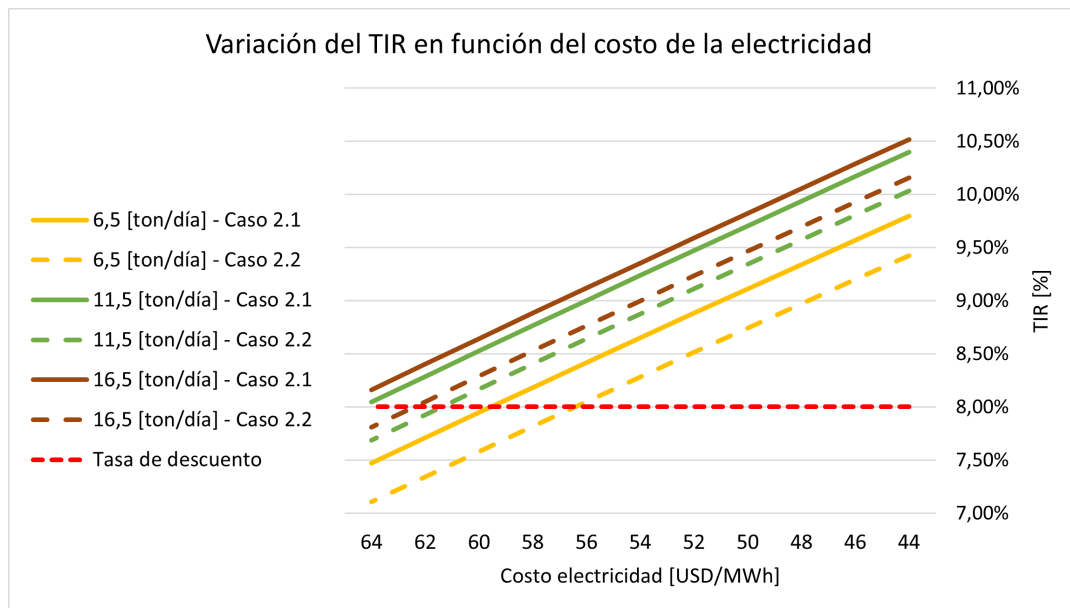


Figura 6.9.2: TIR respecto a la disminución del costo de la electricidad.

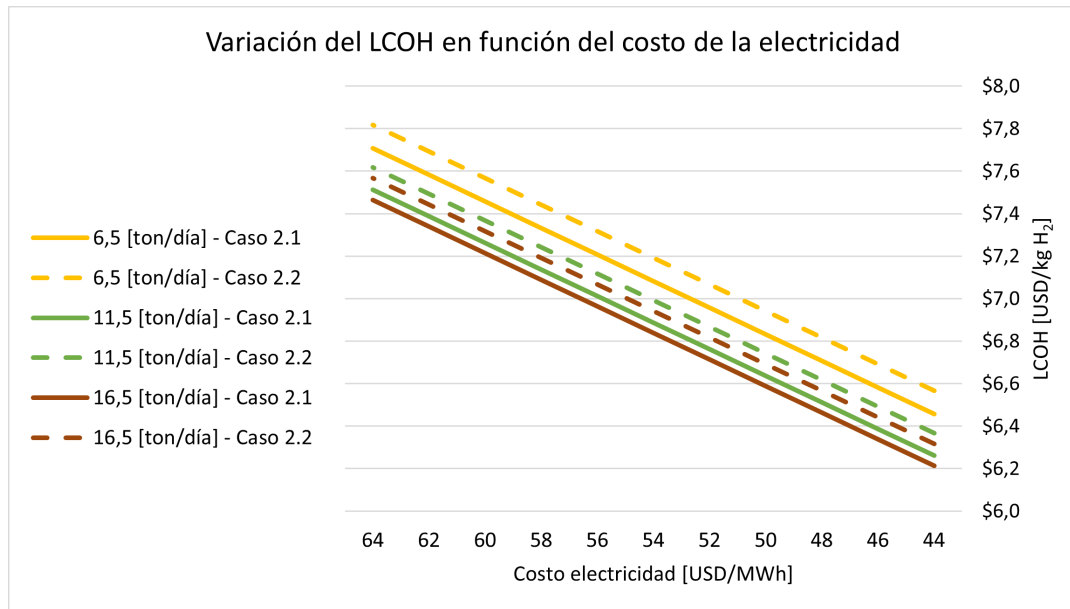


Figura 6.9.3: LCOH respecto a la disminución del costo de la electricidad.

6.9.2. Variación en el precio de la tecnología

El año 2022 el Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energía Solar (ISE) desarrolló un estudio sobre el costo de las tecnologías de electrólisis, donde se encontró que los costos específicos de las celdas electrolizadoras se podrían reducir en prácticamente un 50% en los próximos 10 años [70]. Considerando esta información, se analiza el impacto de la disminución del precio de los electrolizadores para todos los casos ⁹.

A continuación, en las figuras 6.9.4, 6.9.5 y 6.9.6, se presenta la variación percibida en VAN, TIR y LCOH, respectivamente, en función de distintos porcentajes de disminución del costo de los electrolizadores (con respecto al valor original de 950 [USD/kW] + IVA). Se presenta únicamente los resultados para la planta de 6,5 [ton_{H₂}/día], ya que este era el escenario más crítico en cuanto a rentabilidad, pero los resultados para las otras escalas de producción pueden verse en el Anexo H.

⁹ Este análisis de sensibilidad es independiente del anterior, por lo que para los casos *ongrid* se toma el costo original de la electricidad correspondiente a 64,5 [USD/MWh].

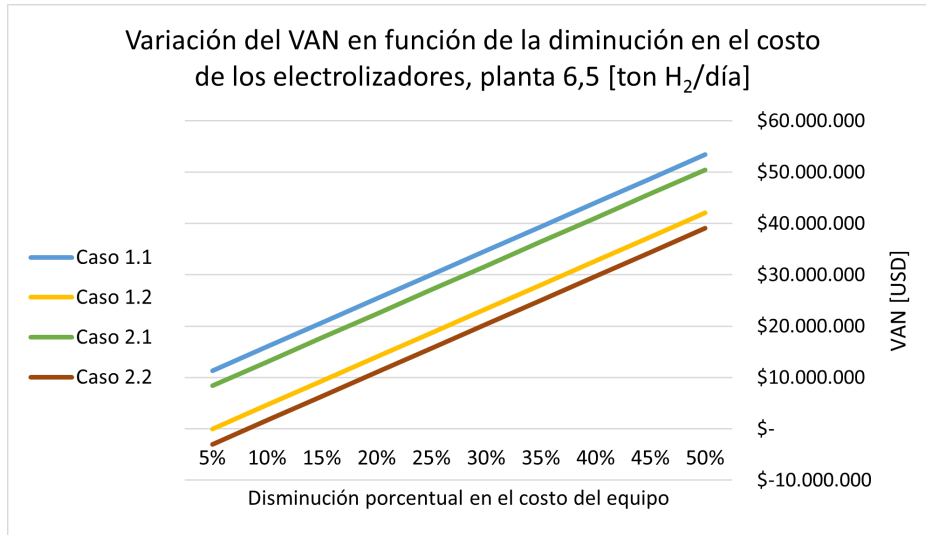


Figura 6.9.4: VAN respecto a la disminución del costo de los electrolizadores, planta 6,5 [ton_{H₂}/día].

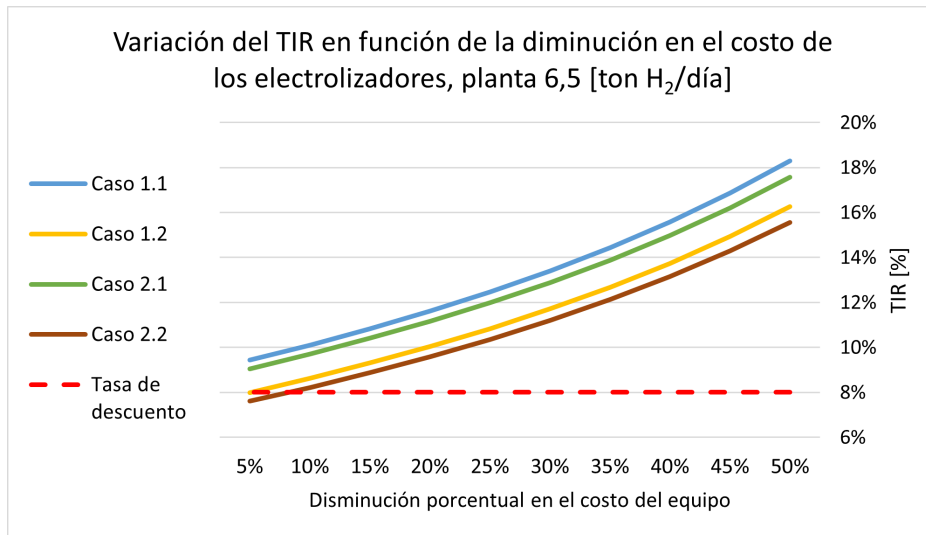


Figura 6.9.5: TIR respecto a la disminución del costo de los electrolizadores, planta 6,5 [ton_{H₂}/día].

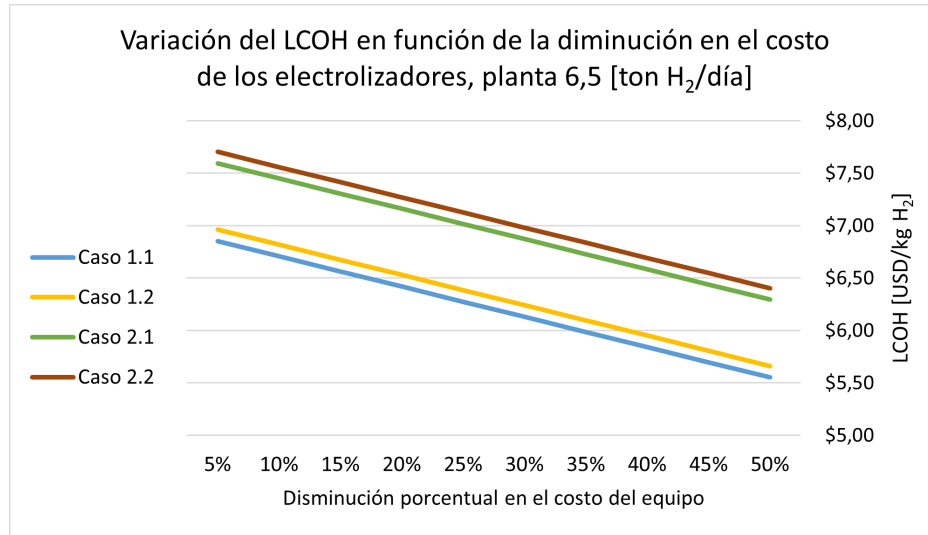


Figura 6.9.6: LCOH respecto a la disminución del costo de los electrolizadores, planta 6,5 [ton_{H₂}/día].

7. Discusión

Con respecto a la selección de la ubicación de la planta, es importante observar que podrían existir otras formas de obtener los recursos necesarios para la producción del hidrógeno, las cuales podrían abrir una mayor gama de posibilidades para el desarrollo de plantas similares. Por un lado, para la obtención de agua podría ser posible utilizar infraestructuras industriales ya existentes, tomando como ejemplo el proyecto “HyEx - Producción de Hidrógeno Verde” de Engie Latam S.A., el cual obtiene agua a partir de la desalinizadora de la Central Térmica Tocopilla, propiedad de la misma empresa. Por otra parte, la dificultad presentada en cuanto a la poca disponibilidad de terreno en la zona centro del país podría solucionarse si se considera la implementación de plantas de hidrógeno de baja capacidad con conexión *offgrid*. Para ello, es posible instalar plantas fotovoltaicas sobre las plantaciones agrícolas, como lo han demostrado varios proyectos en las comunas de Rancagua o Curicó. Sin embargo, estas opciones requieren un mayor desafío logístico y dependen de los acuerdos que se puedan generar entre las empresas propietarias de infraestructuras, industrias o terrenos y la empresa que se adjudique el proyecto.

Otro punto relativo a diseño conceptual y limitaciones del proyecto que requiere mayor discusión corresponde al almacenamiento del hidrógeno. En este caso, dado que el proyecto no contempla el almacenamiento del H_2 , se opta simplemente por utilizar tuberías para dirigir el H_2 producido hacia la planta de amoniaco. Sin embargo, para ello lo ideal sería que ambas plantas se encuentren en el mismo lugar y así no incurrir en un gasto excesivo para contar con tuberías largas capaces de transportar este gas a altas presiones y sin sufrir por la fragilización ni presentar otras dificultades técnicas como mayor riesgo de fugas. Por otro lado, contar con un sistema de almacenamiento para el hidrógeno en tanques podría representar una mayor ventaja para la producción de amoniaco, ya que de esta forma, utilizando el gas almacenado, la planta de amoniaco podría operar de forma continua, a pesar de que la planta de hidrógeno no lo haga. No obstante, esto implica también un mayor costo y se escapa de los límites señalados para este proyecto. En relación con esto último, es importante notar también que para la muchas de las otras aplicaciones del hidrógeno desarrolladas en Chile, como su uso en camiones mineros, la producción de aceros o la industria alimentaria, sería más conveniente contar con tanques de hidrógeno comprimido en diversas zonas del país, por lo que el almacenamiento y transporte del hidrógeno son elementos intrínsecamente ligados a la producción del mismo y no resulta sencillo su externalización en este tipo de proyectos.

Pasando a la ingeniería básica de la planta, lo que más destaca son las ecuaciones obtenidas mediante el análisis de los parámetros significativos de los distintos equipos en función de las tres capacidades de diseño. Estas ecuaciones lineales son una buena aproximación para facilitar la selección de equipos en el diseño de plantas similares y el escalamiento de estas

acorde a distintos niveles de producción o disponibilidad de recursos. Sin embargo, se debe tener presente que variables como las temperaturas que pueden soportar los compresores y los flujos máxicos para refrigeración entre etapas de compresión pueden variar dependiendo de los equipos seleccionados, por lo que se requiere un diseño más fino con apoyo directo de los proveedores, además de que en este diseño se despreciaron las pérdidas de calor o presión. Esto es crucial porque cualquier cambio en las condiciones de la operación de un equipo podría generar un cambio en los parámetros de otro y eso implica una variación con respecto a las ecuaciones de escalamiento. Es por esto que estas ecuaciones deben considerarse principalmente como una herramienta para obtener una estimación aproximada de las potencias, áreas de transferencias y flujos máxicos que se requerirían para replicar la planta, mas no un diseño definitivo.

Sobre la evaluación económica, lo primero que se analiza son los costos físicos y operaciones y la distribución relativa de los elementos que consideran. De esta forma se observa que el elemento de mayor relevancia en el CAPEX total promedio corresponde los electrolizadores, con casi un 40 % del total, seguido de las obras civiles con un 22 % (ver figura 6.2.1). En cuanto a los costos operacionales fijos, se tiene que aproximadamente el 64 % corresponde a la categoría O&M (ver figura 6.3.3), la cual comúnmente considera principalmente todos los procedimientos realizados en las mantenciones preventivas o correctivas para sostener el funcionamiento de la planta durante el año. Finalmente, considerando todos los gastos necesarios durante el horizonte de evaluación, se tiene que el principal gasto corresponde al OPEX variable, es decir, la obtención de electricidad, con un 50 % del costo total (ver figura 6.3.4). El CAPEX, por su parte, representa un tercio del costo total a pesar de ser un gasto que ocurre una única vez al inicio del proyecto, a diferencia del OPEX total que es un gasto acumulado durante 20 años.

Luego de la realización de los flujos de caja, en una primera instancia todos los casos *offgrid* resultaron rentables, mientras que los *ongrid* (originales) no. Más específicamente, el caso de estudio "offgrid + agua desalinizada" (1.1) obtiene siempre los mejores resultados para cada nivel de producción, mientras que el caso "ongrid + agua de red" (2.2) los peores, debido a las diferencias en cuanto a costos de inversión y operación. Sin embargo, se debe hacer la observación que el primero corresponde al modelo de planta más idealizado, en cambio el último sería el más realista en términos logísticos.

Analizando en mayor detalle los indicadores económicos encontrados, es posible notar que para la planta de 6,5 [ton_{H_2} /día], si bien el VAN da cuenta de la rentabilidad de ambos casos *offgrid*, su TIR no supera en gran medida la tasa de descuento fijada (8 %). Esto también se refleja en índice de costo/beneficio, el cual es muy cercano a 1 en ambos casos, por lo que para dicho nivel de producción el proyecto está muy cerca de la indiferencia, es decir, aunque genere beneficios estos son muy pequeños. Algo similar se aprecia en el caso *ongrid + agua desalinizada* (2.1) para la planta de 16,5 [ton_{H_2} /día], el cual es el único caso *ongrid* marginalmente rentable, pero su realización resulta prácticamente indiferente dada una TIR de sólo 8,1 % y un B/C aproximadamente igual a 1.

Otro aspecto a interesante que se advierte es una relación entre los años que se demora el retorno de la inversión y la factibilidad de los proyectos. De forma general, se ve que para *Paybacks* menores a 10 años, es decir, menores a la mitad del horizonte de evaluación, los

proyectos puros resultan rentables. En los proyectos financiados se ve el mismo comportamiento, pero agregando un año (< 11 años), debido al efecto de las cuotas por pagar.

Por otro lado, lo que más llama la atención es que, para cada uno de los caso de estudio iniciales, se aprecia una mejora en todos los indicadores económicos a medida que aumenta el nivel de producción. De esta forma, la planta de $16,5 [ton_{H_2}/día]$ es la que presenta los mayores valores de VAN, TIR y B/C, además de ser la planta que requiere menos tiempo para recuperar la inversión. Esto se debe a que, aún cuando es la planta que requiere una mayor inversión y presenta mayores gastos de operación, estos costos crecen en menor proporción en comparación con el incremento que se tiene en las ganancias a medida que aumenta la producción de la planta. Esto también podría dar cuenta de un comportamiento de economías de escala. Además, se advierte que para todos los casos, la utilización de un crédito para financiar parte de la inversión mejora los indicadores económicos relacionados con la rentabilidad del proyecto. Aunque el pago de las cuotas provoca, en general, que se demore cerca de un año más en recuperar la inversión inicial.

Dado que todos casos de estudio *ongrid* iniciales dieron infactibles (salvo uno, como se mencionó antes), se plantea duplicar el régimen de operación llegando hasta las 20 horas de operación al día. De esta forma, se mantiene la producción horaria de cada planta, pero se duplica su producción diaria. Esto permite mejorar considerablemente todos los indicadores económicos, como por ejemplo, la TIR que alcanza valores entre 1,8 y 2,3 veces la tasa de descuento fijada. Incluso para el peor caso, correspondiente a la planta de menor tamaño con agua de red, tanto la TIR como el índice B/C son considerablemente mayores a estos mismos indicadores en la totalidad de casos estudiados anteriormente, incluyendo los *offgrid*. Con respecto al VAN se tienen aumentos que van desde poco más de un 1000% (caso 2.2, planta de $13 [ton_{H_2}/día]$) hasta un 83000% (caso 2.1, planta $23 [ton_{H_2}/día]$), teniendo en promedio un incremento de 17800% aproximadamente entre todos los casos de estudio y escalas de producción.

Para analizar el costo nivelado del hidrógeno (LCOH), es necesario tener en cuenta que para Chile se ha reportado un costo de producción de hidrógeno a partir de energía renovables que oscila entre los 3,0 y 7,5 [USD/kg H_2]. Este no resulta competitivo frente a los costos de producción de hidrógeno mediante gas natural (entre 0,9 y 3,2 [USD/kg H_2]) o carbón (entre 1,2 y 2,2 [USD/kg H_2]). Sin embargo, en base a la disminución de costos de las energías eólica y solar, se estima una disminución en los costos del hidrógeno verde, llegando hasta los 1,4 [USD/kg H_2] para el 2030 y 0,8 [USD/kg H_2] para el 2050. De esta forma, el hidrógeno verde podría ser competitivo a largo plazo si se realiza un despliegue a gran escala [71].

El LCOH obtenido en el presente trabajo muestra el mismo comportamiento mencionado anteriormente para los indicadores económicos, donde el caso 1.1 obtiene siempre los mejores resultados para cada nivel de producción, el caso 2.2 obtiene los peores y para cada caso a medida que aumenta el nivel de producción se aprecia una reducción en el LCOH. Además, los casos *ongrid* con jornada extendida obtienen menores valores LCOH que todos los casos de estudio iniciales. Así, tanto los casos *offgrid* como *ongrid* de régimen de operación de 20 horas obtienen valores de LCOH dentro de los rangos esperados, oscilando entre los 6,4 y 7 [USD/kg H_2]. Sin embargo, siguen sin estar cerca de los 2 a 3 [USD/kg H_2] que se requerirían para considerarse un costo competitivo económicamente.

En el último punto de la evaluación económica se presentan análisis de sensibilidad para estudiar el efecto de la disminución del precio de la electricidad y los electrolizadores en los indicadores económicos y el LCOH. Con respecto a la variación del valor de la electricidad según los contratos financieros, se observa en las figuras 6.9.1 y 6.9.2 que con precios de 54 [USD/MWh] o menos, ambos casos *ongrid* para todas las escalas de producción resultan rentables, dado que a partir de ese valor se presentan una TIR por sobre la tasa de descuento y VAN positivo para cada capacidad. De forma más específica, si se llega a disminuir el precio de la electricidad hasta los 44 [USD/MWh], para todos los casos analizados la TIR aumentaría en un 31 %, siendo en promedio 1,3 veces mayor a la tasa de descuento. Para este mismo precio, el VAN podría incrementar entre un 250 % (caso 2.2, planta 6,5 [ton_{H₂}/día]) hasta un 15000 % (caso 2.1, planta 11,5 [ton_{H₂}/día]), con un aumento promedio de 3300 % aproximadamente. Resulta interesante advertir que la TIR para la planta de 6,5 [ton_{H₂}/día] es notoriamente menor a los otros dos casos, mientras que entre estos hay muy poca diferencia. Además, se aprecia que, cuando disminuye el costo de la energía, el VAN aumenta a una mayor tasa (mayor pendiente) a medida que se tiene una mayor escala de producción. Con respecto al LCOH, como se ve en la figura 6.9.3, este decrece con el costo de la electricidad, llegando a disminuir en un 17 % en todos los casos cuando se presenta un costo de 44 [USD/MWh]. Si bien esto es una mejora, estos valores de LCOH para el hidrógeno verde siguen sin ser competitivos económicamente en comparación a los otros tipos de hidrógeno. Además, para se ve un comportamiento similar a los advertido para la TIR, con un LCOH distintivamente mayor para la planta pequeña y similar entre las otras dos plantas. Esto podría indicar que existe un límite de cuanto podría mejorar el LCOH con mayores niveles de producción.

El otro análisis realizado se enfoca en el efecto de la disminución porcentual del precio de los electrolizadores en los indicadores económicos y el LCOH. En las figuras 6.9.4 y 6.9.5, se aprecia que desde rebajas de un 15 % en adelante todos los casos de estudio resultan rentables para la planta de 6,5 [ton_{H₂}/día], teniendo TIR por sobre la tasa de descuento y VAN positivos. Comparando estos resultados con el análisis anterior, se obtienen aún mejores valores de VAN y TIR. Cuando se tiene una rebaja del 50 %, se percibe para el VAN un incremento de entre 700 % (caso 1.1) y 1200 % (caso 2.1), teniendo un aumento promedio de 880 %; además, la TIR llega a duplicar la tasa de descuento. Se puede notar también que los casos con agua desalinizada presentan valores similares y son siempre mejores que los casos con agua de red, los cuales también son similares entre sí. Esto puede tener relación con el hecho de que los casos con agua desalinizada requieren una inversión capital ligeramente menor que los otros y se ven más favorecidos. Sobre el LCOH, en la figura 6.9.6, se observa que todos los casos mejoran con la rebaja en los costos de los equipos electrolizadores, disminuyendo hasta en un 19 % con respecto al valor original cuando se tienen descuentos del 50 % del precio y llegando a tener en los casos *ongrid* aún mejores resultados si se compara con el análisis anterior. Sin embargo, nuevamente no representan valores competitivos económicamente.

Si bien el precio de la electricidad tiene un impacto relevante en los indicadores económicos, tanto el estudio realizado para la alternativa *ongrid* de 20 horas de operación diarias como los análisis de sensibilidad, se demuestra que el factor que más influye en la rentabilidad y el LCOH es la inversión (CAPEX). En la primera alternativa, si bien los gastos OPEX se duplican, los ingresos también lo hacen. Sin embargo, la inversión no varía más allá de

un 15 %, a pesar del incremento en la escala de producción, lo que deriva en unas mejoras descomunales. Por otro lado, como se mencionó antes, los resultados obtenidos al disminuir los costos de los electrolizadores (elemento de mayor relevancia en la inversión) son mejores que al disminuir el precio de la electricidad.

A pesar de lo anterior, es importante acotar que ambos análisis de sensibilidad se hicieron de forma independiente por simplicidad, sin embargo, al considerarlos de forma simultánea se podrían obtener resultados aún mejores.

Es importante reparar en que la evaluación para los casos *offgrid* se realizó considerando que se tiene toda la energía necesaria durante todo el año. Sin embargo, esto sería bastante complejo de lograr en la práctica debido a la estacionalidad de la energía solar. Una opción para solucionar eso es contar con una planta fotovoltaica (PV) lo suficientemente grande como para satisfacer la necesidad energética de la planta de hidrógeno todo el año, incluso en invierno, lo cual sería considerablemente mayor a lo estimado anteriormente de forma simplificada. No obstante, de esta forma la generadora estaría sobredimensionada en verano cuando la radiación solar es máxima, teniendo pérdidas por la energía no aprovechada al estar aislada de la red nacional y dicho proyecto podría no ser rentable. Por este motivo, a la planta PV le resultaría más conveniente no encontrarse aislada de la red eléctrica nacional para poder vender sus excedentes de energía en esta. Así, la planta para producción de hidrógeno tendría que conectarse al SEN de todas formas, pero podría establecer un contrato libre directamente con la misma planta PV para mantener el acuerdo de precios.

Para finalizar siguiendo la línea de este último punto, tomando en cuenta aspectos técnicos y el desempeño sobresaliente de las plantas *ongrid* con jornada extendida, se propone como alternativa para un estudio posterior el diseño de una planta de hidrógeno con fuente de energía híbrida. Por un lado, que dentro de sus alcances considere la instalación de un parque fotovoltaico de pequeña a mediana escala, pero que además se conecte al SEN y obtenga de esa forma la energía necesaria para operar de forma continua durante la mayor parte del día (o todo) y en invierno sin problemas.

8. Conclusiones

En primer lugar, mediante este trabajo se identifican las aplicaciones a nivel nacional que presenta el hidrógeno verde para sustituir el uso de hidrocarburos. En la actualidad, este elemento se utiliza mayormente en los procesos de refinado del petróleo, la producción de amoniaco para la industria química, la pirorefinación del cobre, la producción de alimentos y la producción de vidrio. Sin embargo, puede ampliarse el mercado nacional con actividades como: su uso como combustible en camiones mineros, la producción de amoniaco tanto para la fabricación de explosivos como para la de fertilizantes, la producción de aceros mediante el método DRI y su inyección a las redes de gas natural. Al cuantificar la demanda de H_2 , se determina que en la actualidad se requieren 52.300 [ton H_2 /año], pero se proyecta que esto puede aumentar hasta las 331.200 [ton H_2 /año] para el año 2030.

Entre todas las actividades encontradas donde se utiliza hidrógeno en Chile, la que presenta un mayor crecimiento desde el escenario actual a la proyección al año 2030 corresponde a la producción de amoniaco. Dado que la producción de amoniaco para explosivos y fertilizantes llega a representar un 28% de la demanda total de H_2 y que esta industria es uno de los elementos más relevantes en la “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde” del país, se decide enfocar el diseño de la planta de hidrógeno del presente trabajo en esta aplicación.

La ingeniería conceptual se centra principalmente en selección de la ubicación de la planta. Para ello, se analiza la disponibilidad y posibilidad de obtención de los recursos necesarios para el proceso de electrólisis (electricidad y agua) en las zonas donde se desarrolla la industria de la producción de explosivos (Regiones II y IV) y la comercialización de fertilizantes en base a amoniaco (Regiones V, VI, VII y Metropolitana). Este análisis da cuenta, por un lado, que la electricidad se puede adquirir conectando la planta de hidrógeno directamente a la red eléctrica nacional (modo *ongrid*) o contar con un proyecto externo de generación fotovoltaica aislada de la red (*offgrid*). Por otro lado, el agua puede comprarse a las empresas de distribución hídrica locales o nuevamente contar con un proyecto externo, pero de desalinización de agua de mar para este caso. Así, mediante la caracterización de la matriz energética, de la radiación solar y de los recursos hídricos de cada zona, considerando además elementos socio-ambientales, se selecciona como ubicación un predio en las cercanías de la comuna de Mejillones, II Región. Este emplazamiento destaca por su potencial de energía renovable, no presentar problemas hídricos y estar cerca del mar.

Dado que uno de los objetivos de este trabajo es que la planta de hidrógeno diseñada pueda ser replicada en otras zonas del país, con distintas necesidades y recursos, se determinan tres capacidades de producción sobre las cuales se realiza el diseño: 6,5 [ton H_2 /día], 11,5 [ton H_2 /día] y 16,5 [ton H_2 /día] para 10 horas de operación diarias.

La ingeniería básica se centra principalmente en el diseño de la planta hidrógeno, mediante el dimensionamiento y selección de los equipos necesarios. En primer lugar, se selecciona un electrolizador PEM modelo Silyzer 300 de la marca Siemens, de concepto modular y adaptable a distintas escalas de producción. El H_2 se acondiciona para su transporte directo por tuberías a la planta de amoniaco mediante un sistema de compresores de diafragma de dos etapas con refrigeración entre etapas y a la salida. Un sistema semejante se utiliza para el O_2 , el cual es almacenado en tanques. El diseño también contempla un sistema de circulación de agua de servicio para refrigerar los gases producidos y calentar el agua de proceso. Además, se incluyen equipos auxiliares para las aguas de proceso y servicio, tales como: bombas, ablandadores, estanques de almacenamiento y una torre de enfriamiento. Realizar el mismo diseño para los tres niveles de producción permite generar una serie de ecuaciones, las cuales relacionan los parámetros significativos de los distintos equipos de la planta con la producción horaria de hidrógeno. De esta forma es posible replicar y escalar el diseño realizado para diversos niveles de producción o disponibilidad de recursos.

En la evaluación económica se consideran, en primer lugar, cuatro casos de estudio, tomando en cuenta las dos formas de obtener la electricidad (*offgrid* y *ongrid*) y las dos formas de obtener agua (desalinización o desde la red local). Se estiman los costos de capital (CAPEX) y de operación (OPEX) de la planta dependiendo del caso de estudio. Esto permite advertir que los electrolizadores son el elemento de mayor relevancia del CAPEX correspondiendo a casi un 40 % de este en promedio. Además, se estiman los ingresos percibidos por la venta de los gases producidos. Con esto se desarrollan los flujos de caja para cada caso de estudio y cada nivel de producción con un horizonte de evaluación de 20 años, siendo el 2030 el año 1. Se realizan flujos de caja tanto de proyecto puro como de proyecto financiado y se obtienen varios indicadores de factibilidad tales como VAN, TIR, *Payback* e índice de costo/beneficio. Estos indicadores dan cuenta de que para todos los niveles de producción los casos *offgrid* sí resultan factibles, mientras que los casos *ongrid* iniciales no, debido a los mayores costos de inversión y operación para el mismo nivel de ingresos. Sin embargo, a mayores niveles de producción se ve una mejora en todos los indicadores económicos, de lo que se desprende que es más factible la construcción de plantas de mediana a gran escala.

Adicionalmente, dado que los casos *ongrid* iniciales resultaron infactibles, se estudia una alternativa con 20 horas de operación diaria. Esto mejora sustancialmente los resultados, llegando a tener valores de VAN en promedio 17800 % mayores a los originales.

Para analizar la viabilidad del proyecto también se calcula para cada caso y escala el costo de producción del hidrógeno mediante el costo nivelado del hidrógeno. En el caso de Chile se ha reportado que el LCOH oscila entre los 3 y 7,5 [USD/ kg_{H_2}], por lo que los valores obtenidos para los casos *offgrid* y *ongrid* de 20 horas se encuentran dentro del rango esperado, variando entre los 6,4 y 7 [USD/ kg_{H_2}]. Sin embargo, estos valores debiesen ser de 2 a 3 [USD/ kg_{H_2}] para ser competitivos económicamente frente a los otros tipos de hidrógeno producidos por gas natural o carbón.

Se espera que una disminución en los costos de los electrolizadores PEM y de la energía renovable podría mejorar estos resultados dentro de pocos años, por lo que se realizan análisis de sensibilidad para estudiar estas posibilidades. En primer lugar, se estudia el efecto de

disminuir el costo de la electricidad según los contratos en los casos *ongrid*. Esto genera en promedio una mejora del VAN de 3300 %, un aumento del 31 % en la TIR, siendo 1,3 veces mayor a la tasa de descuento, y una disminución del LCOH en un 17 %, considerando todas las escalas de producción y un precio de 44 [USD/MWh] para la electricidad. En segundo lugar, se estudia el efecto de la disminución porcentual del precio de los electrolizadores. Esto mejora aún más los indicadores económicos en comparación al análisis anterior al presentar, para la planta de 6,5 [ton_{H₂}/día] mayores VAN, una TIR equivalente a el doble de la tasa de descuento o más y una disminución del LCOH en un 19 %. De esta forma se concluye que el factor que más influye en la rentabilidad y el LCOH del proyecto es el CAPEX, específicamente, el valor de los electrolizadores.

Bibliografía

- [1] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). 2019. The future of hydrogen. Seizing today's opportunities.
- [2] FELIPE BENJUMEA LLORENTE. Vector energético. [en línea] [Link](#)
- [3] CARRAL C., L. Estudio comparativo del uso del hidrógeno frente a combustibles fósiles en motores de combustión interna en buques.
- [4] O3ZONO. Los vectores energético. [en línea] [Link](#)
- [5] DEUTSCHE GESSELLSCHAFT FÜR INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT (GIZ)GMBH. 2021. Jornadas de capacitación: ¿Es el Hidrógeno Verde un Negocio para el Sector Financiero en Chile? Módulo 1: Introducción a la industria del hidrógeno verde.
- [6] MINISTERIO DE ENERGÍA, GOBIERNO DE CHILE (2020). Carbono Neutralidad en el Sector de Energía, Proyección de Consumo Energético Nacional 2020. [en línea] [Link](#)
- [7] ASOCIACIÓN CHILE DE HIDRÓGENO, H2 CHILE. 2021. El hidrógeno verde y su rol protagónico en la transición energética y productiva de Chile. En: Curso de Energía Renovable a Partir de Biomásas (BT4551-1). Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile.
- [8] MORAGA R., F. 2022. Techno-economic analysis of the inegration of large-scale hydrogen production and a hybrid CSP+PV plant in northern Chile. Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, mención Mecánica. Universidad de Chile.
- [9] RIVAROLO, M., RIVEROS-GODOY, G., MAGISTRI, L., & MASSARDO, A. F. 2019. Clean Hydrogen and Ammonia Synthesis in Paraguay from the Itaipu 14 GW Hydroelectric Plant. *ChemEngineering*, 3(4), 87.
- [10] ABDIN, Z., ZAFARANLOO, A., RAFIEE, A., MÉRIDA, W., LIPINSKI, W., & KHALIPOUR, K. R. 2020. Hydrogen as an energy vector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 120, 109620. doi:10.1016/j.rser.2019.109620
- [11] PECENATI, I. 2019. Modeling and simulation of high temperature electrolysis coupled with concentrated solar power for hydrogen production.
- [12] GORJIAN, S. SHUKLA, A. 2020. Photovoltaic Solar Energy Conversion. London: Academic Press.
- [13] DÍAS A., B. 2021. Estudio de factibilidad técnica y económica de plantas de generación eléctrica basadas en la combustión de hidrógeno producido en base a energía solar. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Mecánica. Universidad de Chile.
- [14] FCHO, FUEL CELL AND HYDROGEN OBSERVATORY. Levelised Cost of Hydrogen.

- [el línea] [Link](#)
- [15] MINISTERIO DE ENERGÍA, GOBIERNO DE CHILE. 2019. Hidrógeno verde, Estrategia para el mercado de Hidrógeno verde en Chile.
- [16] ALVARADO A., E. 2022. Proyecto de planta de producción de hidrógeno verde para necesidades nacionales. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Mecánico. Universidad de Chile.
- [17] CANCINO S., R. 2021. Producción y almacenamiento de hidrógeno verde para aplicaciones energéticas en Chile. Memoria para optar al título de Ingeniera Civil Mecánica. Universidad de Chile.
- [18] MIRA G., N. Cátedras de Sistemas eléctricos de potencia y Mercados eléctricos. En: Curso de Generación de Energía Eléctrica con Fuentes Renovables (EL6000-1). Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile.
- [19] VÁSQUEZ, R., SALINAS, F. 2018. Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.
- [20] RIVERA C., J. 2020. Estudio de factibilidad para planta de gasificación en el sur de Chile para la producción de hidrógeno a partir de corteza de árboles. Actividad de Graduación para optar al grado de Magíster en Ingeniería de la Energía. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [21] JIMÉNEZ S., F. 2020. Evaluación técnica y económica del uso de hidrógeno verde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de combustible fósil. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico. Universidad de Chile.
- [22] VÁSQUEZ, R., TELLO, P., FUSTER, J., FARIAS, R., ESPINOZA, E., MACHUCA, N. 2021. Inyección de hidrógeno en redes de gas natural. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.
- [23] MINISTERIO DE ENERGÍA, GOBIERNO DE CHILE. 2020. Estrategia Nacional Hidrógeno Verde.
- [24] LINDE. Gases industriales: Oxígeno, Uso y aplicaciones de gas oxígeno y oxígeno líquido por industrias. [en línea] [Link](#)
- [25] INSTITUTO CHILENO DEL ACERO (ICHA). El acero. [en línea] [Link](#)
- [26] CAP ACERO - COMPAÑÍA SIDERÚRGICA HUACHIPATO S.A. Empresa. [en línea] [Link](#)
- [27] YILMAZ, C., WENDELSTORF, J., & TUREK, T. 2017. Modeling and simulation of hydrogen injection into a blast furnace to reduce carbon dioxide emissions. Journal of Cleaner Production, 154, 488-501.
- [28] CASTILLO M., J. 2022. Evaluación de alternativas de transporte marítimo de hidrógeno en estanques hacia mercados energéticos. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Mecánico. Universidad de Chile.
- [29] MINERÍA CHILENA. Se expande el mercado de explosivos. [en línea] [Link](#)
- [30] GOOGLE EARTH. [en línea] [Link](#)
- [31] ICEX – ESPAÑA EXPORTACIÓN E INVERSIONES. 2020. El mercado de fertilizantes en Chile.

- [32] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE). Reporte capacidad instalada. [en línea] [Link](#)
- [33] SERVICIO DE EVALUACIÓN AMBIENTAL (SEA), GOBIERNO DE CHILE. Portal de búsqueda de proyectos del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. [en línea] [Link](#)
- [34] MINISTERIO DE ENERGÍA, GOBIERNO DE CHILE. Explorador Solar. [en línea] [Link](#)
- [35] DIRECCIÓN GENERAL DE AGUAS, MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS. 11 de marzo de 2022. Noticia: “Escasez Hídrica para el 47,5 % de la población”. [en línea] [Link](#)
- [36] SECRETARÍA REGIONAL MINISTERIAL DE AGRICULTURA, REGIÓN DE O’HIGGINS. 2020. Plan regional de recursos hídricos - Años 2020-2029. [en línea] [Link](#)
- [37] DIRECCIÓN GENERAL DE AGUAS, MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS. Decretos declaración zona de escasez vigentes. [en línea] [Link](#)
- [38] DIRECCIÓN GENERAL DE AGUAS, MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS. 2016. Plan estratégico para la gestión de los recursos hídricos, Región de Antofagasta. [en línea] [Link](#)
- [39] AGUAS ANTOFAGASTA. Inauguración Planta Desaladora Tocopilla - Desalar para preservar. [en línea] [Link](#)
- [40] CHILE. Ministerio Secretaría General de la Presidencia. Ley 19.300: Aprueba ley sobre bases generales del medio ambiente, marzo de 1994. [en línea] [Link](#)
- [41] DIRECCIÓN GENERAL DE OBRAS DE PÚBLICAS, GOBIERNO DE CHILE. 2012. Guía de antecedentes territoriales y culturales de los pueblos indígenas de Chile.
- [42] MINISTERIO DEL MEDIOAMBIENTE, GOBIERNO DE CHILE. Registro Nacional de Áreas Protegidas. [en línea] [Link](#)
- [43] SERVICIO DE IMPUESTO INTERNOS (SII). Mapas Digitales. [en línea] [Link](#)
- [44] BALKAN GREEN ENERGY NEWS. China building world’s biggest green hydrogen factory. [en línea] [Link](#)
- [45] MORGAN, E. 2013. A techno-economic feasibility study of ammonia plants powered by offshore wind.
- [46] ABB. ABB to electrify two plants in North America set to produce 60 tons of green hydrogen daily. [en línea] [Link](#)
- [47] SIEMENS ENERGY. 2021. Workshop PtG/ PtL: Large scale PEM Electrolysis and Sector Coupling. [en línea] [Link](#)
- [48] SIEMENS ENERGY. 2020. Overview of the PEM Silyzer Family. [en línea] [Link](#)
- [49] SOLLANT. Diaphragm Air Compressor. [en línea] [Link](#)
- [50] STRENGTH EQUIPMENTS. Air Storage Tank. [en línea] [Link](#)
- [51] Deke high pressure horizontal pump multistage centrifugal multistage water pump. [en línea] [Link](#)
- [52] Hot selling stainless steel magnetic drive centrifugal pump low noise Corrosion resistant sealless magnetic pump. [en línea] [Link](#)
- [53] WEATHER ATLAS. Clima y previsión meteorológica mensual Mejillones, Chile. [en

- línea] [Link](#)
- [54] Customized water storage tank 20000 liter underground stainless steel tank for water storage. [en línea] [Link](#)
- [55] INDUSTRIAL WATER EQUIPMENT. Clack Water Softeners. [en línea] [Link](#)
- [56] MATCHES. Equipment Cost Estimates [en línea] [Link](#)
- [57] MC GRAW HILL. Equipment Costs for Plant Design and Economics for Chemical Engineers. [en línea] [Link](#)
- [58] DINERO EN EL TIEMPO. Valor actual del dólar de 2014. [en línea] [Link](#)
- [59] AEROSTAR. Ficha técnica: Ventiladores helicoidales murales, con motor IP55. [en línea] [Link](#)
- [60] DIFOR. Ford Transit Bus 17+1. [en línea] [Link](#)
- [61] FOTON. 3938 Aljibe [en línea] [Link](#)
- [62] MINISTERIO DE ENERGÍA, GOBIERNO DE CHILE. Planificación Energética de Largo Plazo. [en línea] [Link](#)
- [63] COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL. Costo marginal proyectado. [en línea] [Link](#)
- [64] TORRES M., R. 2019. Clientes libres y clientes regulados en el sistema eléctrico. Asesoría Técnica Parlamentaria. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. [en línea] [Link](#)
- [65] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. Precio Medio de Mercado SEN (PMM SEN) – Histórico. [en línea] [Link](#)
- [66] FAÚNDEZ C., M. 2020. Análisis de medida de mitigación de CO₂ con plantaciones en el Norte de Chile a través de desalación y energía solar. Memoria para optar al título de Ingeniera Civil Eléctrica. Universidad de Chile.
- [67] AGUAS ANTOFAGASTA. Tarifas actuales. [en línea] [Link](#)
- [68] SERVICIO DE IMPUESTOS INTERNOS. 2002. Nueva tabla de vida útil de los bienes físicos del activo inmovilizado. [en línea] [Link](#)
- [69] SERVICIO DE EVALUACIÓN AMBIENTAL. Ficha del Proyecto: HyEx - Producción de Hidrógeno Verde. Sistema de Evaluación Ambiental. [en línea] [Link](#)
- [70] FRAUNHOFER ISE. 2022. Press Release: Towards a GW industry - Fraunhofer ISE provides a deep-in cost analysis for water electrolysis systems. [en línea] [Link](#)
- [71] GARCÍA B., N. 2021. Industria del hidrógeno verde: costos de producción. Asesoría Técnica Parlamentaria. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. [en línea] [Link](#)

Anexos

Anexo A. Curva de operación torre de enfriamiento

Tabla A.1: Valores de la curva de operación.

T_{agua} [°C]	P_{sat} [bar]	Y_s	H_i [J/kg]	H_i [J/kg]	$1/(H_i - H)$
20	0,02339	0,01468	57379	41257	6,2027E-05
21,64	0,02587	0,01628	63142	48727,4133	6,9374E-05
23,28	0,02928	0,01849	70883	56197,8267	6,8096E-05
24,92	0,03154	0,01996	75925	63668,24	8,1588E-05
26,57	0,03478	0,02209	83068	71138,6534	8,3827E-05
28,21	0,03828	0,0244	90696	78609,0667	8,2734E-05
29,85	0,04209	0,02693	98899	86079,4801	7,8006E-05
31,49	0,04622	0,0297	107730	93549,8934	7,0521E-05
33,13	0,0507	0,03273	117246	101020,307	6,1631E-05
34,77	0,05556	0,03605	127510	108490,72	5,2578E-05
36,42	0,06084	0,0397	138660	115961,133	4,4055E-05
38,06	0,06651	0,04366	150639	123431,547	3,6755E-05
39,70	0,07264	0,048	163595	130901,96	3,0588E-05
41,34	0,07925	0,05274	177623	138372,374	2,5477E-05
42,98	0,08637	0,05792	192824	145842,787	2,1285E-05
44,62	0,09404	0,06359	209316	153313,2	1,7856E-05
Integral					0,000886398

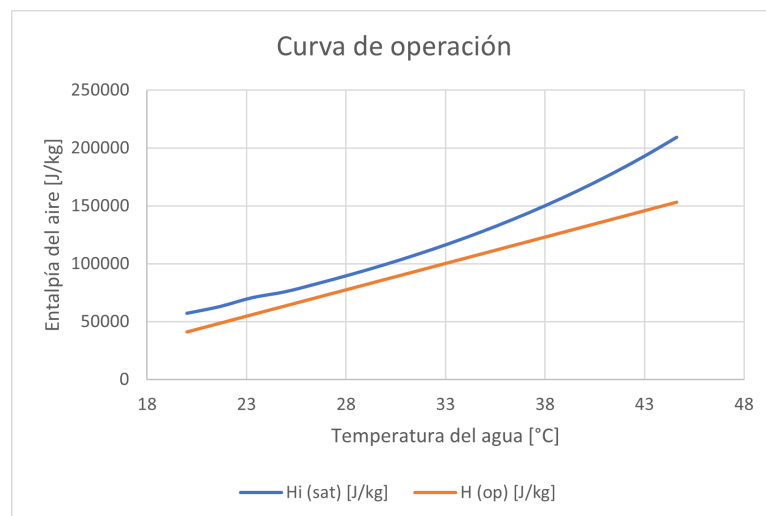


Figura A.1: Curva de operación.

Anexo B. Diagramas de flujos de plantas de 6,5 y 11,5 $[ton_{H_2}/día]$

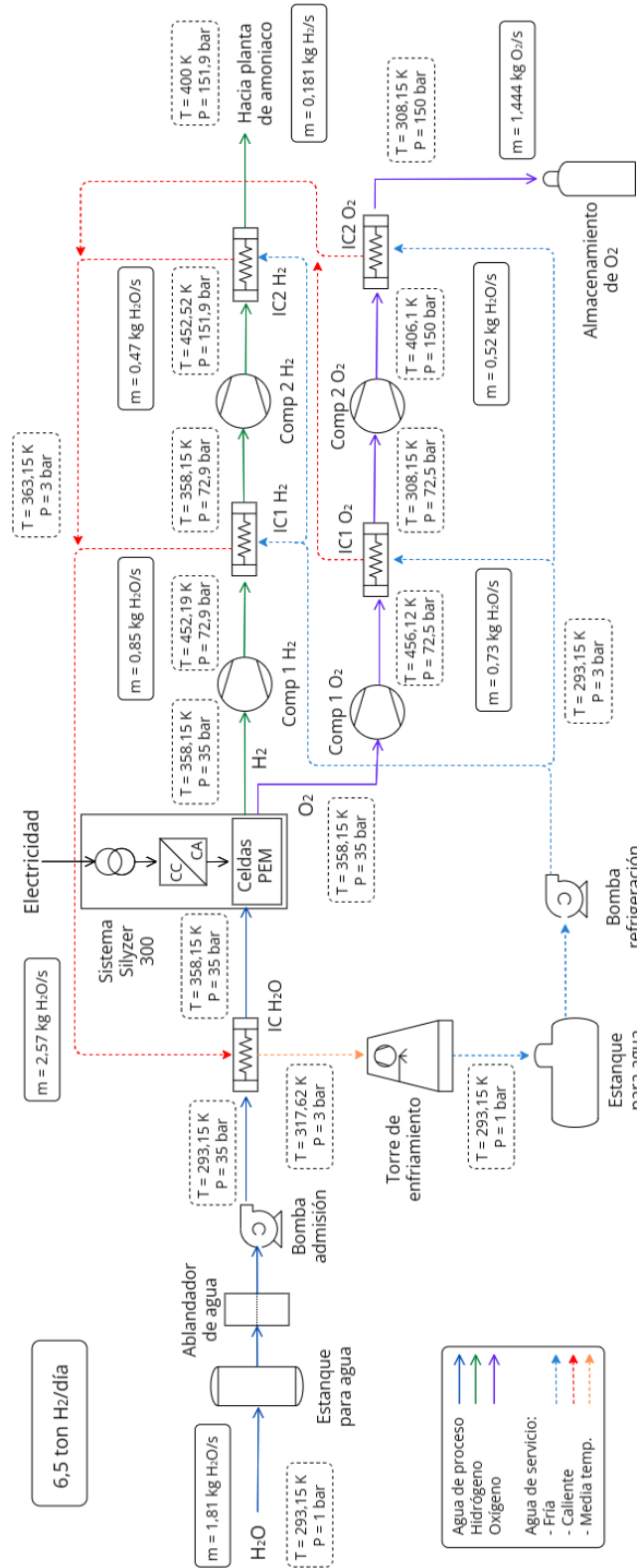


Figura B.1: Diagrama de flujos de la planta de 6,5 $[ton_{H_2}/día]$.

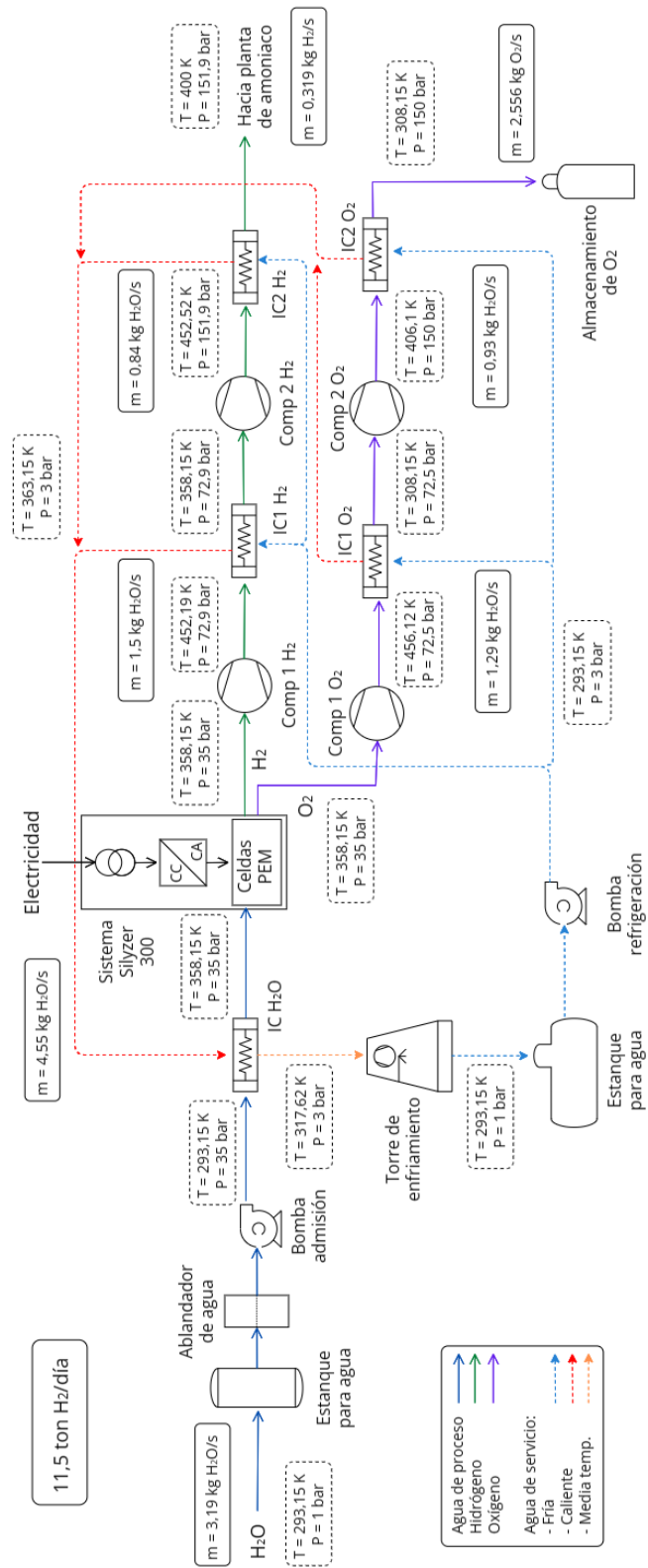


Figura B.2: Diagrama de flujos de la planta de 11,5 [tonH₂/día].

Anexo C. Gráficos de análisis paramétrico

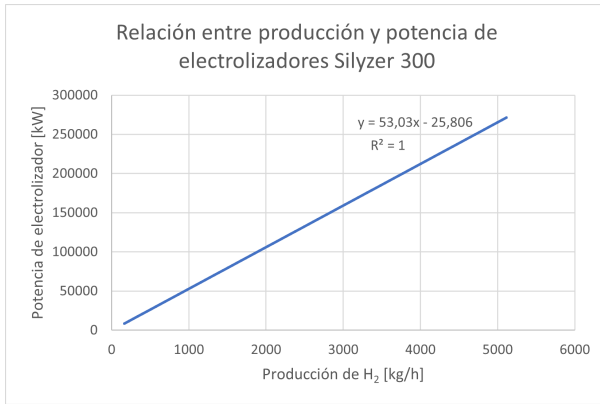


Figura C.1: Análisis paramétrico de potencia de electrolizador.

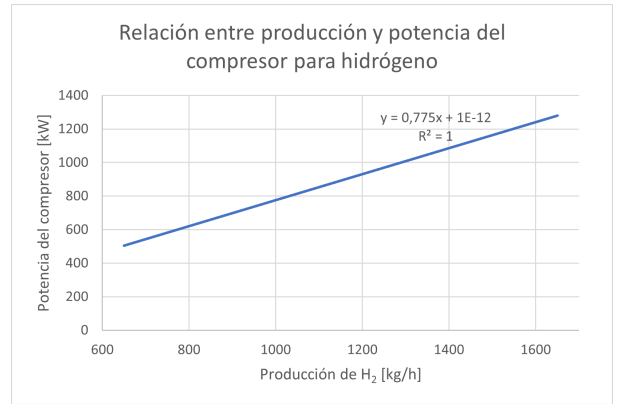


Figura C.2: Análisis paramétrico de potencia de compresor para H₂.

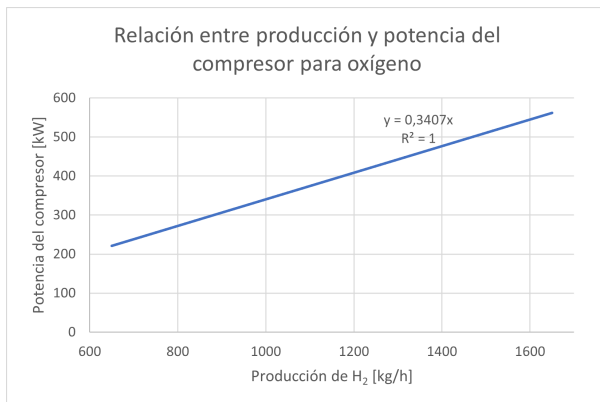


Figura C.3: Análisis paramétrico de potencia de compresor para O₂.

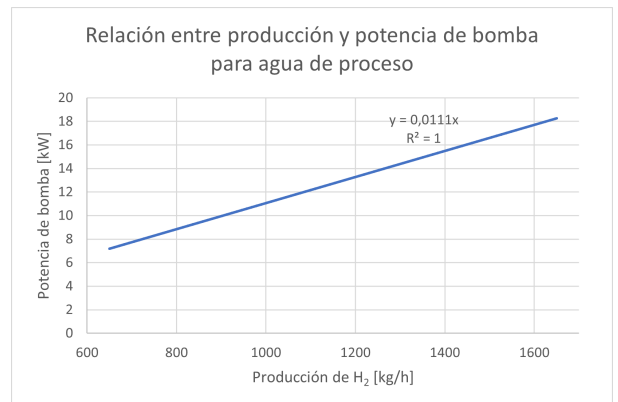


Figura C.4: Análisis paramétrico de potencia de bomba agua de proceso.

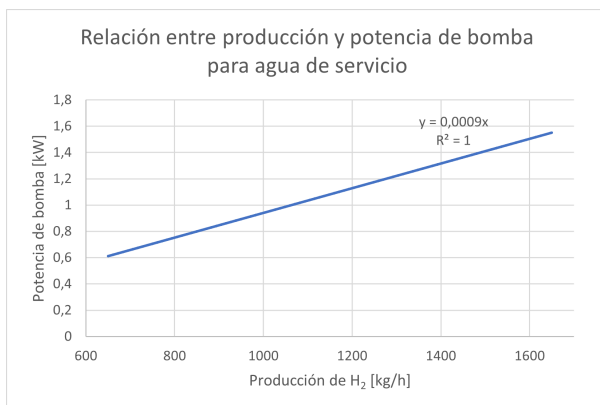


Figura C.5: Análisis paramétrico de potencia de bomba agua de servicio.

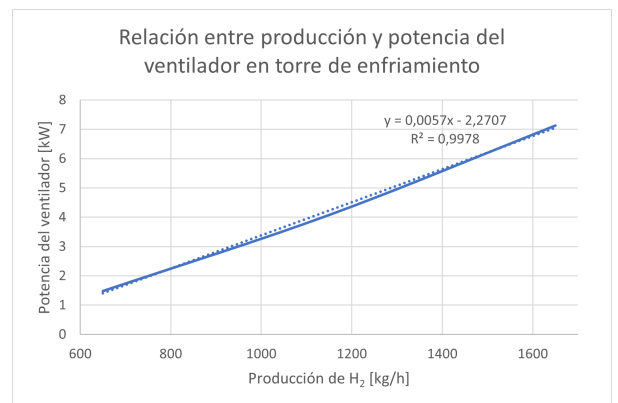


Figura C.6: Análisis paramétrico de potencia de ventilador torre de enfriamiento.

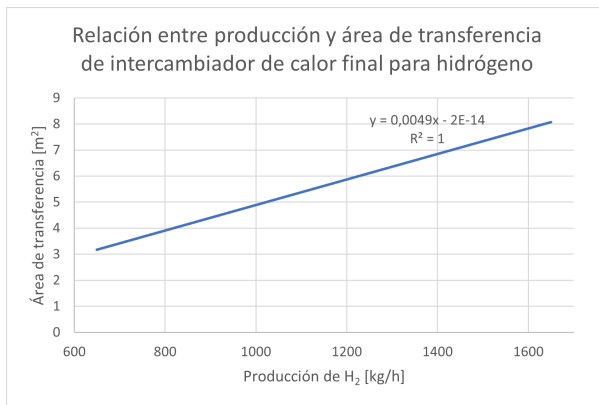


Figura C.7: Análisis paramétrico de área de transferencia IC H₂.

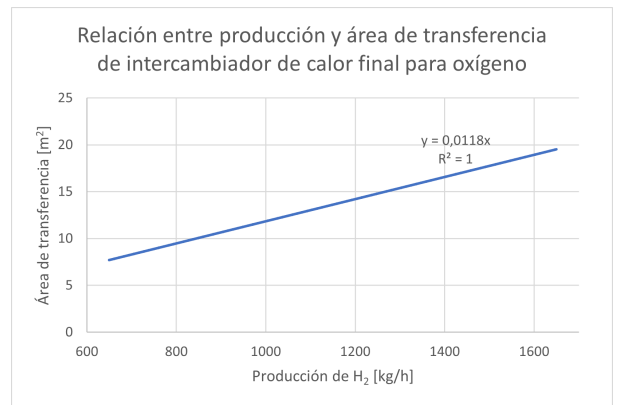


Figura C.8: Análisis paramétrico de área de transferencia IC O₂.

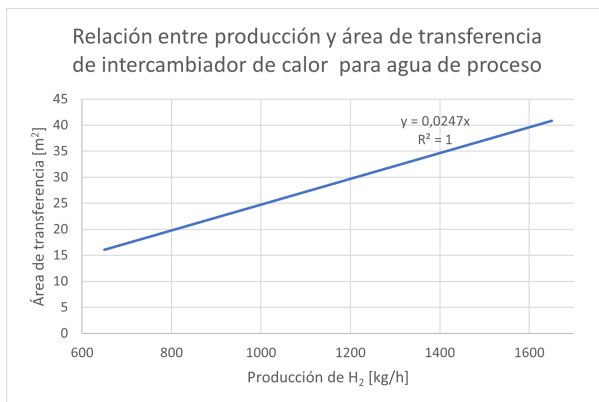


Figura C.9: Análisis paramétrico de área de transferencia IC H₂O.

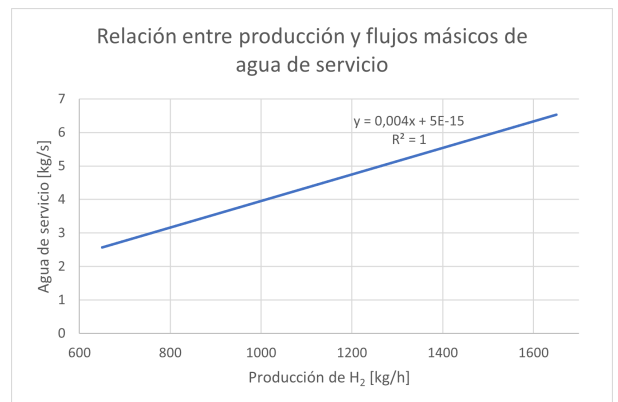


Figura C.10: Análisis paramétrico de flujo máxico agua de servicio.

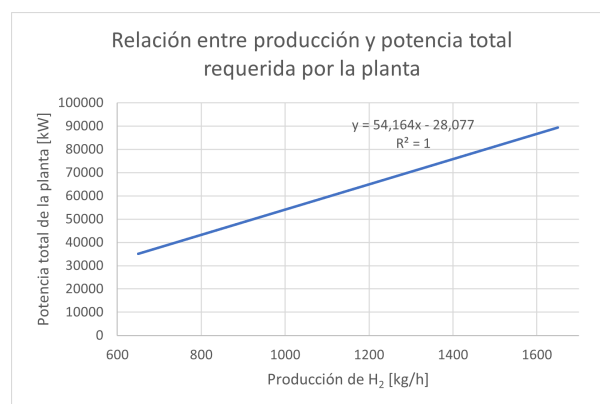


Figura C.11: Análisis paramétrico de potencia total de la planta.

Anexo D. Evolución de costos de electricidad

Para estudiar la proyección del costo marginal de la electricidad en la barra más cercana al emplazamiento (Los Changos) se estudian los escenarios generados mediante la PELP. Esta base de datos presenta los valores del costo marginal para cada mes del año, por lo que se calcula un promedio anual para cada escenario. Como no se tiene un criterio para escoger un escenario en particular, se escoge el promedio entre todos los escenarios para cada año como costo marginal (en [USD/MWh]). Sin embargo, desde la plataforma del CEN sólo fue posible obtener los datos hasta diciembre del año 2041. Debido a esto, para estimar los precios hasta el 2050 simplemente se calcula la variación porcentual promedio del costo marginal entre los años 2030 y 2041, obteniendo un valor de -0,13 %, el cual se le aplica a cada año de forma consecutiva.

Tabla D.1: Escenarios de costo marginal proyectado, barra Los Changos.

Año	CMg de PELP [USD/MWh]					Promedio
	A	B	C	D	E	
2022	35,940	35,872	37,781	37,763	37,659	37,003
2023	29,943	30,158	33,738	34,279	34,278	32,479
2024	29,209	29,489	33,185	33,650	33,745	31,856
2025	30,216	30,213	34,786	34,959	34,116	32,858
2026	41,373	43,316	54,138	52,475	54,483	49,157
2027	43,025	51,207	63,351	54,218	65,802	55,520
2028	47,414	51,764	56,237	43,264	57,811	51,298
2029	53,851	56,353	66,878	53,205	63,402	58,738
2030	53,078	53,874	62,062	39,503	63,778	54,459
2031	56,123	53,577	60,596	40,153	59,971	54,084
2032	57,721	54,351	60,802	36,547	60,142	53,913
2033	61,958	55,409	60,916	39,923	61,514	55,944
2034	59,006	54,650	56,563	36,638	56,333	52,638
2035	61,300	52,090	54,125	28,735	47,810	48,812
2036	64,483	54,425	57,383	31,784	50,759	51,767
2037	55,395	53,719	44,171	22,938	49,797	45,204
2038	59,511	58,110	47,995	25,573	48,096	47,857
2039	64,224	62,863	51,314	27,787	51,768	51,591
2040	65,567	66,028	46,341	30,281	49,299	51,504
2041	67,783	66,396	49,500	33,629	53,004	54,062

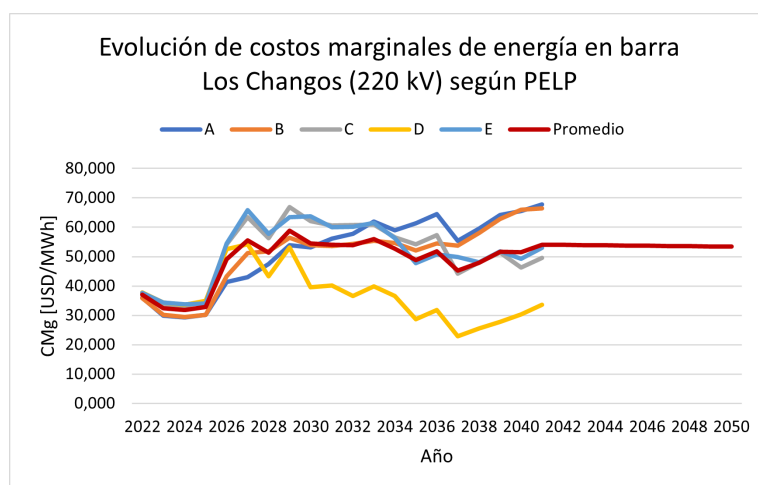


Figura D.1: CMg proyectado acorde al PELP entre 2022 y 2041.

Anexo E. Flujos de caja proyecto puro

Tabla E.1: Flujo de caja proyecto puro para caso 1.1, planta 6,5 [$ton_{H_2}/\text{día}$].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583
Costos Operacionales Variables		\$ -7.230.351	\$ -7.180.586	\$ -7.157.809	\$ -7.427.522	\$ -6.988.564
Costos Operacionales Fijos		\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409
Gastos Financieros						
Depreciación Legal		\$ -3.809.784	\$ -3.809.784	\$ -3.809.784	\$ -3.809.784	\$ -3.809.784
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 9.955.039	\$ 10.004.804	\$ 10.027.581	\$ 9.757.868	\$ 10.196.826
Impuesto (27%)		\$ -2.687.861	\$ -2.701.297	\$ -2.707.447	\$ -2.634.624	\$ -2.753.143
Utilidad despues del impuesto		\$ 7.267.179	\$ 7.303.507	\$ 7.320.134	\$ 7.123.243	\$ 7.443.683
Depreciación legal		\$ 3.809.784	\$ 3.809.784	\$ 3.809.784	\$ 3.809.784	\$ 3.809.784
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 11.076.962	\$ 11.113.290	\$ 11.129.918	\$ 10.933.027	\$ 11.253.467
Inversión	\$ -91.663.129					
Capital de trabajo	\$ -13.749.469					
Recuperación del capital de trabajo						
Préstamo						
Amortización préstamo						
Flujo de Capitales	\$ -105.412.598	0	0	0	0	0
Flujo de Caja	\$ -105.412.598	\$ 11.076.962	\$ 11.113.290	\$ 11.129.918	\$ 10.933.027	\$ 11.253.467
ROI		-89%	-79%	-68%	-58%	-47%

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583
\$ -6.480.622	\$ -6.872.924	\$ -6.001.594	\$ -6.353.806	\$ -6.849.624	\$ -6.837.963	\$ -7.177.678	\$ -7.168.345
\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409
\$ -3.809.784	\$ -3.809.784	\$ -3.801.441	\$ -3.801.441	\$ -3.801.441	\$ -3.196.125	\$ -3.196.125	\$ -3.196.125
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 10.704.768	\$ 10.312.466	\$ 11.192.139	\$ 10.839.927	\$ 10.344.109	\$ 10.961.086	\$ 10.621.371	\$ 10.630.703
\$ -2.890.287	\$ -2.784.366	\$ -3.021.877	\$ -2.926.780	\$ -2.792.910	\$ -2.959.493	\$ -2.867.770	\$ -2.870.290
\$ 7.814.481	\$ 7.528.100	\$ 8.170.261	\$ 7.913.146	\$ 7.551.200	\$ 8.001.593	\$ 7.753.601	\$ 7.760.413
\$ 3.809.784	\$ 3.809.784	\$ 3.801.441	\$ 3.801.441	\$ 3.801.441	\$ 3.196.125	\$ 3.196.125	\$ 3.196.125
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 11.624.265	\$ 11.337.884	\$ 11.971.702	\$ 11.714.587	\$ 11.352.640	\$ 11.197.718	\$ 10.949.726	\$ 10.956.539
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 11.624.265	\$ 11.337.884	\$ 11.971.702	\$ 11.714.587	\$ 11.352.640	\$ 11.197.718	\$ 10.949.726	\$ 10.956.539
-36%	-26%	-14%	-3%	8%	18%	29%	39%

14	15	16	17	18	19	20
\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583
\$ -7.159.025	\$ -7.149.717	\$ -7.140.421	\$ -7.131.137	\$ -7.121.865	\$ -7.112.605	\$ -7.103.357
\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409
\$ -3.196.125	\$ -3.196.125	\$ -470.067	\$ -470.067	\$ -470.067	\$ -470.067	\$ -470.067
0	0	0	0	0	0	0
\$ 10.640.023	\$ 10.649.332	\$ 13.384.686	\$ 13.393.970	\$ 13.403.242	\$ 13.412.502	\$ 13.421.750
\$ -2.872.806	\$ -2.875.320	\$ -3.613.865	\$ -3.616.372	\$ -3.618.875	\$ -3.621.375	\$ -3.623.872
\$ 7.767.217	\$ 7.774.012	\$ 9.770.821	\$ 9.777.598	\$ 9.784.367	\$ 9.791.126	\$ 9.797.877
\$ 3.196.125	\$ 3.196.125	\$ 470.067	\$ 470.067	\$ 470.067	\$ 470.067	\$ 470.067
0	0	0	0	0	0	0
\$ 10.963.342	\$ 10.970.137	\$ 10.240.888	\$ 10.247.665	\$ 10.254.434	\$ 10.261.194	\$ 10.267.945
						\$ 13.749.469
0	0	0	0	0	0	\$ 13.749.469
\$ 10.963.342	\$ 10.970.137	\$ 10.240.888	\$ 10.247.665	\$ 10.254.434	\$ 10.261.194	\$ 24.017.414
49%	60%	70%	79%	89%	99%	122%

Tabla E.2: Flujo de caja proyecto puro para caso 1.2, planta 6,5 [$ton_{H_2}/\text{día}$].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583
Costos Operacionales Variables		\$ -7.230.351	\$ -7.180.586	\$ -7.157.809	\$ -7.427.522	\$ -6.988.564
Costos Operacionales Fijos		\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817
Gastos Financieros						
Depreciación Legal		\$ -3.904.067	\$ -3.904.067	\$ -3.904.067	\$ -3.904.067	\$ -3.904.067
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 9.614.347	\$ 9.664.112	\$ 9.686.889	\$ 9.417.176	\$ 9.856.134
Impuesto (27%)		\$ -2.595.874	\$ -2.609.310	\$ -2.615.460	\$ -2.542.637	\$ -2.661.156
Utilidad despues del impuesto		\$ 7.018.473	\$ 7.054.802	\$ 7.071.429	\$ 6.874.538	\$ 7.194.978
Depreciación legal		\$ 3.904.067	\$ 3.904.067	\$ 3.904.067	\$ 3.904.067	\$ 3.904.067
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 10.922.541	\$ 10.958.869	\$ 10.975.496	\$ 10.778.605	\$ 11.099.045
Inversión	\$ -92.864.101					
Capital de trabajo	\$ -13.929.615					
Recuperación del capital de trabajo						
Préstamo						
Amortización préstamo						
Flujo de Capitales	\$ -106.793.716	0	0	0	0	0
Flujo de Caja	\$ -106.793.716	\$ 10.922.541	\$ 10.958.869	\$ 10.975.496	\$ 10.778.605	\$ 11.099.045
ROI		-90 %	-80 %	-69 %	-59 %	-49 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583
\$ -6.480.622	\$ -6.872.924	\$ -6.001.594	\$ -6.353.806	\$ -6.849.624	\$ -6.837.963	\$ -7.177.678	\$ -7.168.345
\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817
\$ -3.904.067	\$ -3.904.067	\$ -3.809.024	\$ -3.809.024	\$ -3.809.024	\$ -3.201.232	\$ -3.201.232	\$ -3.201.232
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 10.364.077	\$ 9.971.774	\$ 10.938.147	\$ 10.585.935	\$ 10.090.117	\$ 10.709.571	\$ 10.369.856	\$ 10.379.188
\$ -2.798.301	\$ -2.692.379	\$ -2.953.300	\$ -2.858.202	\$ -2.724.332	\$ -2.891.584	\$ -2.799.861	\$ -2.802.381
\$ 7.565.776	\$ 7.279.395	\$ 7.984.847	\$ 7.727.732	\$ 7.365.786	\$ 7.817.987	\$ 7.569.995	\$ 7.576.808
\$ 3.904.067	\$ 3.904.067	\$ 3.809.024	\$ 3.809.024	\$ 3.809.024	\$ 3.201.232	\$ 3.201.232	\$ 3.201.232
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 11.469.843	\$ 11.183.462	\$ 11.793.871	\$ 11.536.756	\$ 11.174.810	\$ 11.019.219	\$ 10.771.226	\$ 10.778.039
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 11.469.843	\$ 11.183.462	\$ 11.793.871	\$ 11.536.756	\$ 11.174.810	\$ 11.019.219	\$ 10.771.226	\$ 10.778.039
-38 %	-28 %	-16 %	-6 %	5 %	15 %	25 %	35 %

14	15	16	17	18	19	20
\$23.989.583	\$23.989.583	\$23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583
\$ -7.159.025	\$ -7.149.717	\$ -7.140.421	\$ -7.131.137	\$ -7.121.865	\$ -7.112.605	\$ -7.103.357
\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817
\$ -3.201.232	\$ -3.201.232	\$ -476.226	\$ -476.226	\$ -476.226	\$ -476.226	\$ -476.226
0	0	0	0	0	0	0
\$10.388.509	\$10.397.817	\$13.132.119	\$ 13.141.403	\$ 13.150.675	\$ 13.159.935	\$ 13.169.182
\$ -2.804.897	\$ -2.807.411	\$ -3.545.672	\$ -3.548.179	\$ -3.550.682	\$ -3.553.182	\$ -3.555.679
\$ 7.583.611	\$ 7.590.406	\$ 9.586.447	\$ 9.593.224	\$ 9.599.992	\$ 9.606.752	\$ 9.613.503
\$ 3.201.232	\$ 3.201.232	\$ 476.226	\$ 476.226	\$ 476.226	\$ 476.226	\$ 476.226
0	0	0	0	0	0	0
\$10.784.843	\$10.791.638	\$10.062.673	\$ 10.069.450	\$ 10.076.219	\$ 10.082.978	\$ 10.089.729
						\$ 13.929.615
0	0	0	0	0	0	\$ 13.929.615
\$10.784.843	\$10.791.638	\$10.062.673	\$ 10.069.450	\$ 10.076.219	\$ 10.082.978	\$ 24.019.344
45 %	55 %	65 %	74 %	84 %	93 %	116 %

Tabla E.3: Flujo de caja proyecto puro para caso 2.1, planta 6,5 [$ton_{H_2}/\text{día}$].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583
Costos Operacionales Variables		\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467
Costos Operacionales Fijos		\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409
Gastos Financieros						
Depreciación Legal		\$ -3.809.784	\$ -3.809.784	\$ -3.809.784	\$ -3.809.784	\$ -3.809.784
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 8.621.923	\$ 8.621.923	\$ 8.621.923	\$ 8.621.923	\$ 8.621.923
Impuesto (27%)		\$ -2.327.919	\$ -2.327.919	\$ -2.327.919	\$ -2.327.919	\$ -2.327.919
Utilidad despues del impuesto		\$ 6.294.004	\$ 6.294.004	\$ 6.294.004	\$ 6.294.004	\$ 6.294.004
Depreciación legal		\$ 3.809.784	\$ 3.809.784	\$ 3.809.784	\$ 3.809.784	\$ 3.809.784
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 10.103.787	\$ 10.103.787	\$ 10.103.787	\$ 10.103.787	\$ 10.103.787
Inversión	\$ -91.663.129					
Capital de trabajo	\$ -13.749.469					
Recuperacion del capital de trabajo						
Préstamo						
Amortización préstamo						
Flujo de Capitales	\$ -105.412.598	0	0	0	0	0
Flujo de Caja	\$ -105.412.598	\$ 10.103.787	\$ 10.103.787	\$ 10.103.787	\$ 10.103.787	\$ 10.103.787
ROI		-90 %	-81 %	-71 %	-62 %	-52 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583
\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467
\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409
\$ -3.809.784	\$ -3.809.784	\$ -3.801.441	\$ -3.801.441	\$ -3.801.441	\$ -3.196.125	\$ -3.196.125	\$ -3.196.125
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 8.621.923	\$ 8.621.923	\$ 8.630.266	\$ 8.630.266	\$ 8.630.266	\$ 9.235.581	\$ 9.235.581	\$ 9.235.581
\$ -2.327.919	\$ -2.327.919	\$ -2.330.172	\$ -2.330.172	\$ -2.330.172	\$ -2.493.607	\$ -2.493.607	\$ -2.493.607
\$ 6.294.004	\$ 6.294.004	\$ 6.300.094	\$ 6.300.094	\$ 6.300.094	\$ 6.741.974	\$ 6.741.974	\$ 6.741.974
\$ 3.809.784	\$ 3.809.784	\$ 3.801.441	\$ 3.801.441	\$ 3.801.441	\$ 3.196.125	\$ 3.196.125	\$ 3.196.125
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 10.103.787	\$ 10.103.787	\$ 10.101.535	\$ 10.101.535	\$ 10.101.535	\$ 9.938.099	\$ 9.938.099	\$ 9.938.099
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 10.103.787	\$ 10.103.787	\$ 10.101.535	\$ 10.101.535	\$ 10.101.535	\$ 9.938.099	\$ 9.938.099	\$ 9.938.099
-42 %	-33 %	-23 %	-14 %	-4 %	5 %	15 %	24 %

14	15	16	17	18	19	20
\$ 23.989.583	\$23.989.583	\$23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583
\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467
\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409
\$ -3.196.125	\$ -3.196.125	\$ -470.067	\$ -470.067	\$ -470.067	\$ -470.067	\$ -470.067
0	0	0	0	0	0	0
\$ 9.235.581	\$ 9.235.581	\$11.961.639	\$ 11.961.639	\$ 11.961.639	\$ 11.961.639	\$ 11.961.639
\$ -2.493.607	\$ -2.493.607	\$ -3.229.643	\$ -3.229.643	\$ -3.229.643	\$ -3.229.643	\$ -3.229.643
\$ 6.741.974	\$ 6.741.974	\$ 8.731.996	\$ 8.731.996	\$ 8.731.996	\$ 8.731.996	\$ 8.731.996
\$ 3.196.125	\$ 3.196.125	\$ 470.067	\$ 470.067	\$ 470.067	\$ 470.067	\$ 470.067
0	0	0	0	0	0	0
\$ 9.938.099	\$ 9.938.099	\$ 9.202.064	\$ 9.202.064	\$ 9.202.064	\$ 9.202.064	\$ 9.202.064
						\$ 13.749.469
0	0	0	0	0	0	\$ 13.749.469
\$ 9.938.099	\$ 9.938.099	\$ 9.202.064	\$ 9.202.064	\$ 9.202.064	\$ 9.202.064	\$ 22.951.533
34 %	43 %	52 %	60 %	69 %	78 %	100 %

Tabla E.4: Flujo de caja proyecto puro para caso 2.2, planta 6,5 [$ton_{H_2}/\text{día}$].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583
Costos Operacionales Variables		\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467
Costos Operacionales Fijos		\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817
Gastos Financieros						
Depreciación Legal		\$ -3.904.067	\$ -3.904.067	\$ -3.904.067	\$ -3.904.067	\$ -3.904.067
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 8.281.231	\$ 8.281.231	\$ 8.281.231	\$ 8.281.231	\$ 8.281.231
Impuesto (27%)		\$ -2.235.932	\$ -2.235.932	\$ -2.235.932	\$ -2.235.932	\$ -2.235.932
Utilidad despues del impuesto		\$ 6.045.298	\$ 6.045.298	\$ 6.045.298	\$ 6.045.298	\$ 6.045.298
Depreciación legal		\$ 3.904.067	\$ 3.904.067	\$ 3.904.067	\$ 3.904.067	\$ 3.904.067
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 9.949.366	\$ 9.949.366	\$ 9.949.366	\$ 9.949.366	\$ 9.949.366
Inversión	\$ -92.864.101					
Capital de trabajo	\$ -13.929.615					
Recuperacion del capital de trabajo						
Préstamo						
Amortización préstamo						
Flujo de Capitales	\$ -106.793.716	0	0	0	0	0
Flujo de Caja	\$ -106.793.716	\$ 9.949.366	\$ 9.949.366	\$ 9.949.366	\$ 9.949.366	\$ 9.949.366
ROI		-91 %	-81 %	-72 %	-63 %	-53 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583
\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467
\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817
\$ -3.904.067	\$ -3.904.067	\$ -3.809.024	\$ -3.809.024	\$ -3.809.024	\$ -3.201.232	\$ -3.201.232	\$ -3.201.232
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 8.281.231	\$ 8.281.231	\$ 8.376.274	\$ 8.376.274	\$ 8.376.274	\$ 8.984.066	\$ 8.984.066	\$ 8.984.066
\$ -2.235.932	\$ -2.235.932	\$ -2.261.594	\$ -2.261.594	\$ -2.261.594	\$ -2.425.698	\$ -2.425.698	\$ -2.425.698
\$ 6.045.298	\$ 6.045.298	\$ 6.114.680	\$ 6.114.680	\$ 6.114.680	\$ 6.558.368	\$ 6.558.368	\$ 6.558.368
\$ 3.904.067	\$ 3.904.067	\$ 3.809.024	\$ 3.809.024	\$ 3.809.024	\$ 3.201.232	\$ 3.201.232	\$ 3.201.232
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 9.949.366	\$ 9.949.366	\$ 9.923.704	\$ 9.923.704	\$ 9.923.704	\$ 9.759.600	\$ 9.759.600	\$ 9.759.600
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 9.949.366	\$ 9.949.366	\$ 9.923.704	\$ 9.923.704	\$ 9.923.704	\$ 9.759.600	\$ 9.759.600	\$ 9.759.600
-44 %	-35 %	-25 %	-16 %	-7 %	2 %	11 %	21 %

14	15	16	17	18	19	20
\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583
\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467
\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817
\$ -3.201.232	\$ -3.201.232	\$ -476.226	\$ -476.226	\$ -476.226	\$ -476.226	\$ -476.226
0	0	0	0	0	0	0
\$ 8.984.066	\$ 8.984.066	\$ 11.709.072	\$ 11.709.072	\$ 11.709.072	\$ 11.709.072	\$ 11.709.072
\$ -2.425.698	\$ -2.425.698	\$ -3.161.449	\$ -3.161.449	\$ -3.161.449	\$ -3.161.449	\$ -3.161.449
\$ 6.558.368	\$ 6.558.368	\$ 8.547.622	\$ 8.547.622	\$ 8.547.622	\$ 8.547.622	\$ 8.547.622
\$ 3.201.232	\$ 3.201.232	\$ 476.226	\$ 476.226	\$ 476.226	\$ 476.226	\$ 476.226
0	0	0	0	0	0	0
\$ 9.759.600	\$ 9.759.600	\$ 9.023.849	\$ 9.023.849	\$ 9.023.849	\$ 9.023.849	\$ 9.023.849
						\$ 13.929.615
0	0	0	0	0	0	\$ 13.929.615
\$ 9.759.600	\$ 9.759.600	\$ 9.023.849	\$ 9.023.849	\$ 9.023.849	\$ 9.023.849	\$ 22.953.464
30 %	39 %	47 %	56 %	64 %	73 %	94 %

Tabla E.5: Flujo de caja proyecto puro para caso 1.1, planta 11,5 [ton_{H₂}/día].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108
Costos Operacionales Variables		\$ -12.796.540	\$ -12.708.464	\$ -12.668.152	\$ -13.145.501	\$ -12.368.617
Costos Operacionales Fijos		\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762
Gastos Financieros						
Depreciación Legal		\$ -6.526.909	\$ -6.526.909	\$ -6.526.909	\$ -6.526.909	\$ -6.526.909
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 18.342.897	\$ 18.430.972	\$ 18.471.284	\$ 17.993.935	\$ 18.770.820
Impuesto (27%)		\$ -4.952.582	\$ -4.976.362	\$ -4.987.247	\$ -4.858.363	\$ -5.068.121
Utilidad despues del impuesto		\$ 13.390.315	\$ 13.454.610	\$ 13.484.038	\$ 13.135.573	\$ 13.702.698
Depreciación legal		\$ 6.526.909	\$ 6.526.909	\$ 6.526.909	\$ 6.526.909	\$ 6.526.909
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 19.917.224	\$ 19.981.519	\$ 20.010.947	\$ 19.662.482	\$ 20.229.607
Inversión	\$ -157.847.148					
Capital de trabajo	\$ -23.677.072					
Recuperación del capital de trabajo						
Préstamo						
Amortización préstamo						
Flujo de Capitales	\$ -181.524.220	0	0	0	0	0
Flujo de Caja	\$ -181.524.220	\$ 19.917.224	\$ 19.981.519	\$ 20.010.947	\$ 19.662.482	\$ 20.229.607
ROI		-89 %	-78 %	-67 %	-56 %	-45 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108
\$ -11.469.641	\$ -12.163.953	\$ -10.621.842	\$ -11.245.199	\$ -12.122.715	\$ -12.102.076	\$ -12.703.317	\$ -12.686.800
\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762
\$ -6.526.909	\$ -6.526.909	\$ -6.518.566	\$ -6.518.566	\$ -6.518.566	\$ -5.567.548	\$ -5.567.548	\$ -5.567.548
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 19.669.795	\$ 18.975.484	\$ 20.525.938	\$ 19.902.580	\$ 19.025.065	\$ 19.996.721	\$ 19.395.480	\$ 19.411.997
\$ -5.310.845	\$ -5.123.381	\$ -5.542.003	\$ -5.373.697	\$ -5.136.767	\$ -5.399.115	\$ -5.236.780	\$ -5.241.239
\$ 14.358.950	\$ 13.852.103	\$ 14.983.935	\$ 14.528.884	\$ 13.888.297	\$ 14.597.606	\$ 14.158.700	\$ 14.170.758
\$ 6.526.909	\$ 6.526.909	\$ 6.518.566	\$ 6.518.566	\$ 6.518.566	\$ 5.567.548	\$ 5.567.548	\$ 5.567.548
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 20.885.859	\$ 20.379.012	\$ 21.502.501	\$ 21.047.450	\$ 20.406.863	\$ 20.165.154	\$ 19.726.249	\$ 19.738.306
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 20.885.859	\$ 20.379.012	\$ 21.502.501	\$ 21.047.450	\$ 20.406.863	\$ 20.165.154	\$ 19.726.249	\$ 19.738.306
-34 %	-22 %	-10 %	1 %	12 %	24 %	34 %	45 %

14	15	16	17	18	19	20
\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108
\$ -12.670.304	\$ -12.653.830	\$ -12.637.378	\$ -12.620.946	\$ -12.604.537	\$ -12.588.148	\$ -12.571.781
\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762
\$ -5.567.548	\$ -5.567.548	\$ -809.473	\$ -809.473	\$ -809.473	\$ -809.473	\$ -809.473
0	0	0	0	0	0	0
\$ 19.428.493	\$ 19.444.967	\$ 24.219.495	\$ 24.235.926	\$ 24.252.336	\$ 24.268.725	\$ 24.285.092
\$ -5.245.693	\$ -5.250.141	\$ -6.539.264	\$ -6.543.700	\$ -6.548.131	\$ -6.552.556	\$ -6.556.975
\$ 14.182.800	\$ 14.194.826	\$ 17.680.231	\$ 17.692.226	\$ 17.704.206	\$ 17.716.169	\$ 17.728.117
\$ 5.567.548	\$ 5.567.548	\$ 809.473	\$ 809.473	\$ 809.473	\$ 809.473	\$ 809.473
0	0	0	0	0	0	0
\$ 19.750.348	\$ 19.762.374	\$ 18.489.704	\$ 18.501.699	\$ 18.513.678	\$ 18.525.642	\$ 18.537.590
						\$ 23.677.072
0	0	0	0	0	0	\$ 23.677.072
\$ 19.750.348	\$ 19.762.374	\$ 18.489.704	\$ 18.501.699	\$ 18.513.678	\$ 18.525.642	\$ 42.214.662
56 %	67 %	77 %	87 %	98 %	108 %	131 %

Tabla E.6: Flujo de caja proyecto puro para caso 1.2, planta 11,5 [ton_{H₂}/día].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108
Costos Operacionales Variables		\$ -12.796.540	\$ -12.708.464	\$ -12.668.152	\$ -13.145.501	\$ -12.368.617
Costos Operacionales Fijos		\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158
Gastos Financieros						
Depreciación Legal		\$ -6.684.881	\$ -6.684.881	\$ -6.684.881	\$ -6.684.881	\$ -6.684.881
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 17.769.529	\$ 17.857.604	\$ 17.897.916	\$ 17.420.567	\$ 18.197.452
Impuesto (27%)		\$ -4.797.773	\$ -4.821.553	\$ -4.832.437	\$ -4.703.553	\$ -4.913.312
Utilidad despues del impuesto		\$ 12.971.756	\$ 13.036.051	\$ 13.065.479	\$ 12.717.014	\$ 13.284.140
Depreciación legal		\$ 6.684.881	\$ 6.684.881	\$ 6.684.881	\$ 6.684.881	\$ 6.684.881
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 19.656.637	\$ 19.720.932	\$ 19.750.360	\$ 19.401.895	\$ 19.969.021
Inversión	\$ -159.867.780					
Capital de trabajo	\$ -23.980.167					
Recuperación del capital de trabajo						
Préstamo						
Amortización préstamo						
Flujo de Capitales	\$ -183.847.947	0	0	0	0	0
Flujo de Caja	\$ -183.847.947	\$ 19.656.637	\$ 19.720.932	\$ 19.750.360	\$ 19.401.895	\$ 19.969.021
ROI		-89 %	-79 %	-68 %	-57 %	-46 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108
\$ -11.469.641	\$ -12.163.953	\$ -10.621.842	\$ -11.245.199	\$ -12.122.715	\$ -12.102.076	\$ -12.703.317	\$ -12.686.800
\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158
\$ -6.684.881	\$ -6.684.881	\$ -6.532.038	\$ -6.532.038	\$ -6.532.038	\$ -5.576.635	\$ -5.576.635	\$ -5.576.635
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 19.096.427	\$ 18.402.116	\$ 20.097.070	\$ 19.473.712	\$ 18.596.197	\$ 19.572.238	\$ 18.970.997	\$ 18.987.514
\$ -5.156.035	\$ -4.968.571	\$ -5.426.209	\$ -5.257.902	\$ -5.020.973	\$ -5.284.504	\$ -5.122.169	\$ -5.126.629
\$ 13.940.392	\$ 13.433.544	\$ 14.670.861	\$ 14.215.810	\$ 13.575.224	\$ 14.287.734	\$ 13.848.828	\$ 13.860.886
\$ 6.684.881	\$ 6.684.881	\$ 6.532.038	\$ 6.532.038	\$ 6.532.038	\$ 5.576.635	\$ 5.576.635	\$ 5.576.635
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 20.625.273	\$ 20.118.426	\$ 21.202.899	\$ 20.747.848	\$ 20.107.262	\$ 19.864.369	\$ 19.425.463	\$ 19.437.521
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 20.625.273	\$ 20.118.426	\$ 21.202.899	\$ 20.747.848	\$ 20.107.262	\$ 19.864.369	\$ 19.425.463	\$ 19.437.521
-35 %	-24 %	-13 %	-1,4 %	9 %	20 %	31 %	41 %

14	15	16	17	18	19	20
\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108
\$ -12.670.304	\$ -12.653.830	\$ -12.637.378	\$ -12.620.946	\$ -12.604.537	\$ -12.588.148	\$ -12.571.781
\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158
\$ -5.576.635	\$ -5.576.635	\$ -819.835	\$ -819.835	\$ -819.835	\$ -819.835	\$ -819.835
0	0	0	0	0	0	0
\$ 19.004.010	\$ 19.020.484	\$ 23.793.737	\$ 23.810.168	\$ 23.826.578	\$ 23.842.967	\$ 23.859.334
\$ -5.131.083	\$ -5.135.531	\$ -6.424.309	\$ -6.428.745	\$ -6.433.176	\$ -6.437.601	\$ -6.442.020
\$ 13.872.927	\$ 13.884.953	\$ 17.369.428	\$ 17.381.423	\$ 17.393.402	\$ 17.405.366	\$ 17.417.314
\$ 5.576.635	\$ 5.576.635	\$ 819.835	\$ 819.835	\$ 819.835	\$ 819.835	\$ 819.835
0	0	0	0	0	0	0
\$ 19.449.563	\$ 19.461.589	\$ 18.189.263	\$ 18.201.258	\$ 18.213.237	\$ 18.225.201	\$ 18.237.149
						\$ 23.980.167
0	0	0	0	0	0	\$ 23.980.167
\$ 19.449.563	\$ 19.461.589	\$ 18.189.263	\$ 18.201.258	\$ 18.213.237	\$ 18.225.201	\$ 42.217.316
52 %	63 %	72 %	82 %	92 %	102 %	125 %

Tabla E.7: Flujo de caja proyecto puro para caso 2.1, planta 11,5 [ton_{H₂}/día].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108
Costos Operacionales Variables		\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938
Costos Operacionales Fijos		\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762
Gastos Financieros						
Depreciación Legal		\$ -6.526.909	\$ -6.526.909	\$ -6.526.909	\$ -6.526.909	\$ -6.526.909
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 15.983.498	\$ 15.983.498	\$ 15.983.498	\$ 15.983.498	\$ 15.983.498
Impuesto (27%)		\$ -4.315.545	\$ -4.315.545	\$ -4.315.545	\$ -4.315.545	\$ -4.315.545
Utilidad despues del impuesto		\$ 11.667.954	\$ 11.667.954	\$ 11.667.954	\$ 11.667.954	\$ 11.667.954
Depreciación legal		\$ 6.526.909	\$ 6.526.909	\$ 6.526.909	\$ 6.526.909	\$ 6.526.909
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 18.194.863	\$ 18.194.863	\$ 18.194.863	\$ 18.194.863	\$ 18.194.863
Inversión	\$ -157.847.148					
Capital de trabajo	\$ -23.677.072					
Recuperacion del capital de trabajo						
Préstamo						
Amortización préstamo						
Flujo de Capitales	\$ -181.524.220	0	0	0	0	0
Flujo de Caja	\$ -181.524.220	\$ 18.194.863	\$ 18.194.863	\$ 18.194.863	\$ 18.194.863	\$ 18.194.863
ROI		-90 %	-80 %	-70 %	-60 %	-50 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108
\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938
\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762
\$ -6.526.909	\$ -6.526.909	\$ -6.518.566	\$ -6.518.566	\$ -6.518.566	\$ -5.567.548	\$ -5.567.548	\$ -5.567.548
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 15.983.498	\$ 15.983.498	\$ 15.991.841	\$ 15.991.841	\$ 15.991.841	\$ 16.942.859	\$ 16.942.859	\$ 16.942.859
\$ -4.315.545	\$ -4.315.545	\$ -4.317.797	\$ -4.317.797	\$ -4.317.797	\$ -4.574.572	\$ -4.574.572	\$ -4.574.572
\$ 11.667.954	\$ 11.667.954	\$ 11.674.044	\$ 11.674.044	\$ 11.674.044	\$ 12.368.287	\$ 12.368.287	\$ 12.368.287
\$ 6.526.909	\$ 6.526.909	\$ 6.518.566	\$ 6.518.566	\$ 6.518.566	\$ 5.567.548	\$ 5.567.548	\$ 5.567.548
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 18.194.863	\$ 18.194.863	\$ 18.192.610	\$ 18.192.610	\$ 18.192.610	\$ 17.935.836	\$ 17.935.836	\$ 17.935.836
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 18.194.863	\$ 18.194.863	\$ 18.192.610	\$ 18.192.610	\$ 18.192.610	\$ 17.935.836	\$ 17.935.836	\$ 17.935.836
-40 %	-30 %	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %	30 %

14	15	16	17	18	19	20
\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108
\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938
\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762
\$ -5.567.548	\$ -5.567.548	\$ -809.473	\$ -809.473	\$ -809.473	\$ -809.473	\$ -809.473
0	0	0	0	0	0	0
\$ 16.942.859	\$ 16.942.859	\$ 21.700.935	\$ 21.700.935	\$ 21.700.935	\$ 21.700.935	\$ 21.700.935
\$ -4.574.572	\$ -4.574.572	\$ -5.859.252	\$ -5.859.252	\$ -5.859.252	\$ -5.859.252	\$ -5.859.252
\$ 12.368.287	\$ 12.368.287	\$ 15.841.682	\$ 15.841.682	\$ 15.841.682	\$ 15.841.682	\$ 15.841.682
\$ 5.567.548	\$ 5.567.548	\$ 809.473	\$ 809.473	\$ 809.473	\$ 809.473	\$ 809.473
0	0	0	0	0	0	0
\$ 17.935.836	\$ 17.935.836	\$ 16.651.155	\$ 16.651.155	\$ 16.651.155	\$ 16.651.155	\$ 16.651.155
						\$ 23.677.072
0	0	0	0	0	0	\$ 23.677.072
\$ 17.935.836	\$ 17.935.836	\$ 16.651.155	\$ 16.651.155	\$ 16.651.155	\$ 16.651.155	\$ 40.328.227
40 %	50 %	59 %	68 %	77 %	86 %	109 %

Tabla E.8: Flujo de caja proyecto puro para caso 2.2, planta 11,5 [ton_{H₂}/día].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108
Costos Operacionales Variables		\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938
Costos Operacionales Fijos		\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158
Gastos Financieros						
Depreciación Legal		\$ -6.684.881	\$ -6.684.881	\$ -6.684.881	\$ -6.684.881	\$ -6.684.881
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 15.410.131	\$ 15.410.131	\$ 15.410.131	\$ 15.410.131	\$ 15.410.131
Impuesto (27%)		\$ -4.160.735	\$ -4.160.735	\$ -4.160.735	\$ -4.160.735	\$ -4.160.735
Utilidad despues del impuesto		\$ 11.249.395	\$ 11.249.395	\$ 11.249.395	\$ 11.249.395	\$ 11.249.395
Depreciación legal		\$ 6.684.881	\$ 6.684.881	\$ 6.684.881	\$ 6.684.881	\$ 6.684.881
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 17.934.276	\$ 17.934.276	\$ 17.934.276	\$ 17.934.276	\$ 17.934.276
Inversión	\$ -159.867.780					
Capital de trabajo	\$ -23.980.167					
Recuperacion del capital de trabajo						
Préstamo						
Amortización préstamo						
Flujo de Capitales	\$ -183.847.947	0	0	0	0	0
Flujo de Caja	\$ -183.847.947	\$ 17.934.276	\$ 17.934.276	\$ 17.934.276	\$ 17.934.276	\$ 17.934.276
ROI		-90 %	-80 %	-71 %	-61 %	-51 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108
\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938
\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158
\$ -6.684.881	\$ -6.684.881	\$ -6.532.038	\$ -6.532.038	\$ -6.532.038	\$ -5.576.635	\$ -5.576.635	\$ -5.576.635
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 15.410.131	\$ 15.410.131	\$ 15.562.974	\$ 15.562.974	\$ 15.562.974	\$ 16.518.376	\$ 16.518.376	\$ 16.518.376
\$ -4.160.735	\$ -4.160.735	\$ -4.202.003	\$ -4.202.003	\$ -4.202.003	\$ -4.459.962	\$ -4.459.962	\$ -4.459.962
\$ 11.249.395	\$ 11.249.395	\$ 11.360.971	\$ 11.360.971	\$ 11.360.971	\$ 12.058.415	\$ 12.058.415	\$ 12.058.415
\$ 6.684.881	\$ 6.684.881	\$ 6.532.038	\$ 6.532.038	\$ 6.532.038	\$ 5.576.635	\$ 5.576.635	\$ 5.576.635
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 17.934.276	\$ 17.934.276	\$ 17.893.009	\$ 17.893.009	\$ 17.893.009	\$ 17.635.050	\$ 17.635.050	\$ 17.635.050
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 17.934.276	\$ 17.934.276	\$ 17.893.009	\$ 17.893.009	\$ 17.893.009	\$ 17.635.050	\$ 17.635.050	\$ 17.635.050
-41 %	-32 %	-22 %	-12 %	-3 %	7 %	17 %	26 %

14	15	16	17	18	19	20
\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108
\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938
\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158
\$ -5.576.635	\$ -5.576.635	\$ -819.835	\$ -819.835	\$ -819.835	\$ -819.835	\$ -819.835
0	0	0	0	0	0	0
\$ 16.518.376	\$ 16.518.376	\$ 21.275.177	\$ 21.275.177	\$ 21.275.177	\$ 21.275.177	\$ 21.275.177
\$ -4.459.962	\$ -4.459.962	\$ -5.744.298	\$ -5.744.298	\$ -5.744.298	\$ -5.744.298	\$ -5.744.298
\$ 12.058.415	\$ 12.058.415	\$ 15.530.879	\$ 15.530.879	\$ 15.530.879	\$ 15.530.879	\$ 15.530.879
\$ 5.576.635	\$ 5.576.635	\$ 819.835	\$ 819.835	\$ 819.835	\$ 819.835	\$ 819.835
0	0	0	0	0	0	0
\$ 17.635.050	\$ 17.635.050	\$ 16.350.714	\$ 16.350.714	\$ 16.350.714	\$ 16.350.714	\$ 16.350.714
						\$ 23.980.167
0	0	0	0	0	0	\$ 23.980.167
\$ 17.635.050	\$ 17.635.050	\$ 16.350.714	\$ 16.350.714	\$ 16.350.714	\$ 16.350.714	\$ 40.330.881
36 %	45 %	54 %	63 %	72 %	81 %	103 %

Tabla E.9: Flujo de caja proyecto puro para caso 1.1, planta 16,5 [ton_{H₂}/día].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633
Costos Operacionales Variables		\$ -18.362.822	\$ -18.236.435	\$ -18.178.588	\$ -18.863.576	\$ -17.748.760
Costos Operacionales Fijos		\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790
Gastos Financieros						
Depreciación Legal		\$ -9.346.438	\$ -9.346.438	\$ -9.346.438	\$ -9.346.438	\$ -9.346.438
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 26.579.583	\$ 26.705.970	\$ 26.763.817	\$ 26.078.829	\$ 27.193.645
Impuesto (27%)		\$ -7.176.487	\$ -7.210.612	\$ -7.226.231	\$ -7.041.284	\$ -7.342.284
Utilidad despues del impuesto		\$ 19.403.096	\$ 19.495.358	\$ 19.537.587	\$ 19.037.545	\$ 19.851.361
Depreciación legal		\$ 9.346.438	\$ 9.346.438	\$ 9.346.438	\$ 9.346.438	\$ 9.346.438
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 28.749.534	\$ 28.841.796	\$ 28.884.025	\$ 28.383.984	\$ 29.197.799
Inversión	\$ -225.903.238					
Capital de trabajo	\$ -33.885.486					
Recuperación del capital de trabajo						
Préstamo						
Amortización préstamo						
Flujo de Capitales	\$ -259.788.724	0	0	0	0	0
Flujo de Caja	\$ -259.788.724	\$ 28.749.534	\$ 28.841.796	\$ 28.884.025	\$ 28.383.984	\$ 29.197.799
ROI		-89 %	-78 %	-67 %	-56 %	-45 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633
\$ -16.458.745	\$ -17.455.070	\$ -15.242.166	\$ -16.136.674	\$ -17.395.894	\$ -17.366.279	\$ -18.229.049	\$ -18.205.347
\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790
\$ -9.346.438	\$ -9.346.438	\$ -9.338.095	\$ -9.338.095	\$ -9.338.095	\$ -7.954.972	\$ -7.954.972	\$ -7.954.972
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 28.483.660	\$ 27.487.335	\$ 29.708.582	\$ 28.814.074	\$ 27.554.854	\$ 28.967.592	\$ 28.104.822	\$ 28.128.524
\$ -7.690.588	\$ -7.421.580	\$ -8.021.317	\$ -7.779.800	\$ -7.439.810	\$ -7.821.250	\$ -7.588.302	\$ -7.594.701
\$ 20.793.072	\$ 20.065.754	\$ 21.687.265	\$ 21.034.274	\$ 20.115.043	\$ 21.146.342	\$ 20.516.520	\$ 20.533.822
\$ 9.346.438	\$ 9.346.438	\$ 9.338.095	\$ 9.338.095	\$ 9.338.095	\$ 7.954.972	\$ 7.954.972	\$ 7.954.972
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 30.139.510	\$ 29.412.193	\$ 31.025.360	\$ 30.372.369	\$ 29.453.138	\$ 29.101.315	\$ 28.471.492	\$ 28.488.795
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 30.139.510	\$ 29.412.193	\$ 31.025.360	\$ 30.372.369	\$ 29.453.138	\$ 29.101.315	\$ 28.471.492	\$ 28.488.795
-33 %	-22 %	-10 %	2 %	13 %	25 %	36 %	46 %

14	15	16	17	18	19	20
\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633
\$ -18.181.676	\$ -18.158.036	\$ -18.134.427	\$ -18.110.848	\$ -18.087.301	\$ -18.063.783	\$ -18.040.296
\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790
\$ -7.954.972	\$ -7.954.972	\$ -1.158.478	\$ -1.158.478	\$ -1.158.478	\$ -1.158.478	\$ -1.158.478
0	0	0	0	0	0	0
\$ 28.152.195	\$ 28.175.835	\$ 34.995.938	\$ 35.019.517	\$ 35.043.065	\$ 35.066.582	\$ 35.090.069
\$ -7.601.093	\$ -7.607.475	\$ -9.448.903	\$ -9.455.269	\$ -9.461.627	\$ -9.467.977	\$ -9.474.319
\$ 20.551.102	\$ 20.568.359	\$ 25.547.035	\$ 25.564.247	\$ 25.581.437	\$ 25.598.605	\$ 25.615.750
\$ 7.954.972	\$ 7.954.972	\$ 1.158.478	\$ 1.158.478	\$ 1.158.478	\$ 1.158.478	\$ 1.158.478
0	0	0	0	0	0	0
\$ 28.506.074	\$ 28.523.332	\$ 26.705.513	\$ 26.722.725	\$ 26.739.915	\$ 26.757.083	\$ 26.774.228
						\$ 33.885.486
0	0	0	0	0	0	\$ 33.885.486
\$ 28.506.074	\$ 28.523.332	\$ 26.705.513	\$ 26.722.725	\$ 26.739.915	\$ 26.757.083	\$ 60.659.714
57 %	68 %	79 %	89 %	99 %	110 %	133 %

Tabla E.10: Flujo de caja proyecto puro para caso 1.2, planta 16,5
[ton_{H₂}/día].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633
Costos Operacionales Variables		\$ -18.362.822	\$ -18.236.435	\$ -18.178.588	\$ -18.863.576	\$ -17.748.760
Costos Operacionales Fijos		\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181
Gastos Financieros						
Depreciación Legal		\$ -9.568.066	\$ -9.568.066	\$ -9.568.066	\$ -9.568.066	\$ -9.568.066
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 25.773.564	\$ 25.899.951	\$ 25.957.798	\$ 25.272.811	\$ 26.387.626
Impuesto (27%)		\$ -6.958.862	\$ -6.992.987	\$ -7.008.606	\$ -6.823.659	\$ -7.124.659
Utilidad despues del impuesto		\$ 18.814.702	\$ 18.906.964	\$ 18.949.193	\$ 18.449.152	\$ 19.262.967
Depreciación legal		\$ 9.568.066	\$ 9.568.066	\$ 9.568.066	\$ 9.568.066	\$ 9.568.066
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 28.382.768	\$ 28.475.030	\$ 28.517.259	\$ 28.017.218	\$ 28.831.033
Inversión	\$ -228.743.844					
Capital de trabajo	\$ -34.311.577					
Recuperación del capital de trabajo						
Préstamo						
Amortización préstamo						
Flujo de Capitales	\$ -263.055.421	0	0	0	0	0
Flujo de Caja	\$ -263.055.421	\$ 28.382.768	\$ 28.475.030	\$ 28.517.259	\$ 28.017.218	\$ 28.831.033
ROI		-89%	-78%	-68%	-57%	-46%

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633
\$ -16.458.745	\$ -17.455.070	\$ -15.242.166	\$ -16.136.674	\$ -17.395.894	\$ -17.366.279	\$ -18.229.049	\$ -18.205.347
\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181
\$ -9.568.066	\$ -9.568.066	\$ -9.357.423	\$ -9.357.423	\$ -9.357.423	\$ -7.968.143	\$ -7.968.143	\$ -7.968.143
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 27.677.641	\$ 26.681.316	\$ 29.104.863	\$ 28.210.355	\$ 26.951.135	\$ 28.370.030	\$ 27.507.260	\$ 27.530.962
\$ -7.472.963	\$ -7.203.955	\$ -7.858.313	\$ -7.616.796	\$ -7.276.806	\$ -7.659.908	\$ -7.426.960	\$ -7.433.360
\$ 20.204.678	\$ 19.477.361	\$ 21.246.550	\$ 20.593.559	\$ 19.674.328	\$ 20.710.122	\$ 20.080.300	\$ 20.097.602
\$ 9.568.066	\$ 9.568.066	\$ 9.357.423	\$ 9.357.423	\$ 9.357.423	\$ 7.968.143	\$ 7.968.143	\$ 7.968.143
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 29.772.744	\$ 29.045.427	\$ 30.603.973	\$ 29.950.982	\$ 29.031.751	\$ 28.678.265	\$ 28.048.443	\$ 28.065.745
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 29.772.744	\$ 29.045.427	\$ 30.603.973	\$ 29.950.982	\$ 29.031.751	\$ 28.678.265	\$ 28.048.443	\$ 28.065.745
-35%	-24%	-12%	-1%	10%	21%	32%	43%

14	15	16	17	18	19	20
\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633
\$ -18.181.676	\$ -18.158.036	\$ -18.134.427	\$ -18.110.848	\$ -18.087.301	\$ -18.063.783	\$ -18.040.296
\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181
\$ -7.968.143	\$ -7.968.143	\$ -1.173.045	\$ -1.173.045	\$ -1.173.045	\$ -1.173.045	\$ -1.173.045
0	0	0	0	0	0	0
\$ 27.554.632	\$ 27.578.272	\$ 34.396.980	\$ 34.420.558	\$ 34.444.106	\$ 34.467.623	\$ 34.491.110
\$ -7.439.751	\$ -7.446.134	\$ -9.287.184	\$ -9.293.551	\$ -9.299.909	\$ -9.306.258	\$ -9.312.600
\$ 20.114.882	\$ 20.132.139	\$ 25.109.795	\$ 25.127.007	\$ 25.144.197	\$ 25.161.365	\$ 25.178.510
\$ 7.968.143	\$ 7.968.143	\$ 1.173.045	\$ 1.173.045	\$ 1.173.045	\$ 1.173.045	\$ 1.173.045
0	0	0	0	0	0	0
\$ 28.083.025	\$ 28.100.282	\$ 26.282.840	\$ 26.300.053	\$ 26.317.243	\$ 26.334.410	\$ 26.351.556
						\$ 34.311.577
0	0	0	0	0	0	\$ 34.311.577
\$ 28.083.025	\$ 28.100.282	\$ 26.282.840	\$ 26.300.053	\$ 26.317.243	\$ 26.334.410	\$ 60.663.132
53%	64%	74%	84%	94%	104%	127%

Tabla E.11: Flujo de caja proyecto puro para caso 2.1, planta 16,5
[$ton_{H_2}/\text{día}$].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633
Costos Operacionales Variables		\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519
Costos Operacionales Fijos		\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790
Gastos Financieros						
Depreciación Legal		\$ -9.346.438	\$ -9.346.438	\$ -9.346.438	\$ -9.346.438	\$ -9.346.438
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 23.193.886	\$ 23.193.886	\$ 23.193.886	\$ 23.193.886	\$ 23.193.886
Impuesto (27%)		\$ -6.262.349	\$ -6.262.349	\$ -6.262.349	\$ -6.262.349	\$ -6.262.349
Utilidad despues del impuesto		\$ 16.931.537	\$ 16.931.537	\$ 16.931.537	\$ 16.931.537	\$ 16.931.537
Depreciación legal		\$ 9.346.438	\$ 9.346.438	\$ 9.346.438	\$ 9.346.438	\$ 9.346.438
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 26.277.975	\$ 26.277.975	\$ 26.277.975	\$ 26.277.975	\$ 26.277.975
Inversión	\$ -225.903.238					
Capital de trabajo	\$ -33.885.486					
Recuperacion del capital de trabajo						
Préstamo						
Amortización préstamo						
Flujo de Capitales	\$ -259.788.724	0	0	0	0	0
Flujo de Caja	\$ -259.788.724	\$ 26.277.975	\$ 26.277.975	\$ 26.277.975	\$ 26.277.975	\$ 26.277.975
ROI		-90 %	-80 %	-70 %	-60 %	-49 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633
\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519
\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790
\$ -9.346.438	\$ -9.346.438	\$ -9.338.095	\$ -9.338.095	\$ -9.338.095	\$ -7.954.972	\$ -7.954.972	\$ -7.954.972
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 23.193.886	\$ 23.193.886	\$ 23.202.229	\$ 23.202.229	\$ 23.202.229	\$ 24.585.352	\$ 24.585.352	\$ 24.585.352
\$ -6.262.349	\$ -6.262.349	\$ -6.264.602	\$ -6.264.602	\$ -6.264.602	\$ -6.638.045	\$ -6.638.045	\$ -6.638.045
\$ 16.931.537	\$ 16.931.537	\$ 16.937.627	\$ 16.937.627	\$ 16.937.627	\$ 17.947.307	\$ 17.947.307	\$ 17.947.307
\$ 9.346.438	\$ 9.346.438	\$ 9.338.095	\$ 9.338.095	\$ 9.338.095	\$ 7.954.972	\$ 7.954.972	\$ 7.954.972
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 26.277.975	\$ 26.277.975	\$ 26.275.722	\$ 26.275.722	\$ 26.275.722	\$ 25.902.279	\$ 25.902.279	\$ 25.902.279
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 26.277.975	\$ 26.277.975	\$ 26.275.722	\$ 26.275.722	\$ 26.275.722	\$ 25.902.279	\$ 25.902.279	\$ 25.902.279
-39 %	-29 %	-19 %	-9 %	1 %	11 %	21 %	31 %

14	15	16	17	18	19	20
\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633
\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519
\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790
\$ -7.954.972	\$ -7.954.972	\$ -1.158.478	\$ -1.158.478	\$ -1.158.478	\$ -1.158.478	\$ -1.158.478
0	0	0	0	0	0	0
\$ 24.585.352	\$ 24.585.352	\$ 31.381.846	\$ 31.381.846	\$ 31.381.846	\$ 31.381.846	\$ 31.381.846
\$ -6.638.045	\$ -6.638.045	\$ -8.473.098	\$ -8.473.098	\$ -8.473.098	\$ -8.473.098	\$ -8.473.098
\$ 17.947.307	\$ 17.947.307	\$ 22.908.748	\$ 22.908.748	\$ 22.908.748	\$ 22.908.748	\$ 22.908.748
\$ 7.954.972	\$ 7.954.972	\$ 1.158.478	\$ 1.158.478	\$ 1.158.478	\$ 1.158.478	\$ 1.158.478
0	0	0	0	0	0	0
\$ 25.902.279	\$ 25.902.279	\$ 24.067.226	\$ 24.067.226	\$ 24.067.226	\$ 24.067.226	\$ 24.067.226
						\$ 33.885.486
0	0	0	0	0	0	\$ 33.885.486
\$ 25.902.279	\$ 25.902.279	\$ 24.067.226	\$ 24.067.226	\$ 24.067.226	\$ 24.067.226	\$ 57.952.711
41 %	51 %	60 %	70 %	79 %	88 %	110 %

Tabla E.12: Flujo de caja proyecto puro para caso 2.2, planta 16,5
[$ton_{H_2}/\text{día}$].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633
Costos Operacionales Variables		\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519
Costos Operacionales Fijos		\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181
Gastos Financieros						
Depreciación Legal		\$ -9.568.066	\$ -9.568.066	\$ -9.568.066	\$ -9.568.066	\$ -9.568.066
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 22.387.867	\$ 22.387.867	\$ 22.387.867	\$ 22.387.867	\$ 22.387.867
Impuesto (27%)		\$ -6.044.724	\$ -6.044.724	\$ -6.044.724	\$ -6.044.724	\$ -6.044.724
Utilidad despues del impuesto		\$ 16.343.143	\$ 16.343.143	\$ 16.343.143	\$ 16.343.143	\$ 16.343.143
Depreciación legal		\$ 9.568.066	\$ 9.568.066	\$ 9.568.066	\$ 9.568.066	\$ 9.568.066
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 25.911.209	\$ 25.911.209	\$ 25.911.209	\$ 25.911.209	\$ 25.911.209
Inversión	\$ -228.743.844					
Capital de trabajo	\$ -34.311.577					
Recuperacion del capital de trabajo						
Préstamo						
Amortización préstamo						
Flujo de Capitales	\$ -263.055.421	0	0	0	0	0
Flujo de Caja	\$ -263.055.421	\$ 25.911.209	\$ 25.911.209	\$ 25.911.209	\$ 25.911.209	\$ 25.911.209
ROI		-90 %	-80 %	-70 %	-61 %	-51 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633
\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519
\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181
\$ -9.568.066	\$ -9.568.066	\$ -9.357.423	\$ -9.357.423	\$ -9.357.423	\$ -7.968.143	\$ -7.968.143	\$ -7.968.143
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 22.387.867	\$ 22.387.867	\$ 22.598.510	\$ 22.598.510	\$ 22.598.510	\$ 23.987.790	\$ 23.987.790	\$ 23.987.790
\$ -6.044.724	\$ -6.044.724	\$ -6.101.598	\$ -6.101.598	\$ -6.101.598	\$ -6.476.703	\$ -6.476.703	\$ -6.476.703
\$ 16.343.143	\$ 16.343.143	\$ 16.496.912	\$ 16.496.912	\$ 16.496.912	\$ 17.511.086	\$ 17.511.086	\$ 17.511.086
\$ 9.568.066	\$ 9.568.066	\$ 9.357.423	\$ 9.357.423	\$ 9.357.423	\$ 7.968.143	\$ 7.968.143	\$ 7.968.143
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 25.911.209	\$ 25.911.209	\$ 25.854.335	\$ 25.854.335	\$ 25.854.335	\$ 25.479.230	\$ 25.479.230	\$ 25.479.230
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 25.911.209	\$ 25.911.209	\$ 25.854.335	\$ 25.854.335	\$ 25.854.335	\$ 25.479.230	\$ 25.479.230	\$ 25.479.230
-41 %	-31 %	-21 %	-11 %	-2 %	8 %	18 %	27 %

14	15	16	17	18	19	20
\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633
\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519
\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181
\$ -7.968.143	\$ -7.968.143	\$ -1.173.045	\$ -1.173.045	\$ -1.173.045	\$ -1.173.045	\$ -1.173.045
0	0	0	0	0	0	0
\$ 23.987.790	\$ 23.987.790	\$ 30.782.887	\$ 30.782.887	\$ 30.782.887	\$ 30.782.887	\$ 30.782.887
\$ -6.476.703	\$ -6.476.703	\$ -8.311.380	\$ -8.311.380	\$ -8.311.380	\$ -8.311.380	\$ -8.311.380
\$ 17.511.086	\$ 17.511.086	\$ 22.471.508	\$ 22.471.508	\$ 22.471.508	\$ 22.471.508	\$ 22.471.508
\$ 7.968.143	\$ 7.968.143	\$ 1.173.045	\$ 1.173.045	\$ 1.173.045	\$ 1.173.045	\$ 1.173.045
0	0	0	0	0	0	0
\$ 25.479.230	\$ 25.479.230	\$ 23.644.553	\$ 23.644.553	\$ 23.644.553	\$ 23.644.553	\$ 23.644.553
						\$ 34.311.577
0	0	0	0	0	0	\$ 34.311.577
\$ 25.479.230	\$ 25.479.230	\$ 23.644.553	\$ 23.644.553	\$ 23.644.553	\$ 23.644.553	\$ 57.956.130
37 %	47 %	56 %	65 %	74 %	83 %	105 %

Anexo F. Flujos de caja proyecto financiado

Tabla F.1: Flujo de caja proyecto financiado caso 1.1, planta 6,5 [$ton_{H_2}/\text{día}$].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583
Costos Operacionales Variables		\$ -7.230.351	\$ -7.180.586	\$ -7.157.809	\$ -7.427.522	\$ -6.988.564
Costos Operacionales Fijos		\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409
Gastos Financieros		\$ -1.650.000	\$ -1.483.291	\$ -1.306.579	\$ -1.119.264	\$ -920.711
Depreciación legal (-)		\$ -3.809.784	\$ -3.809.784	\$ -3.809.784	\$ -3.809.784	\$ -3.809.784
Pérdida del ejercicio anterior (-)		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 8.305.039	\$ 8.521.513	\$ 8.721.002	\$ 8.638.603	\$ 9.276.115
Impuesto (27%)		\$ -2.242.361	\$ -2.300.809	\$ -2.354.671	\$ -2.332.423	\$ -2.504.551
Utilidad despues del impuesto		\$ 6.062.679	\$ 6.220.705	\$ 6.366.332	\$ 6.306.180	\$ 6.771.564
Depreciación legal (+)		\$ 3.809.784	\$ 3.809.784	\$ 3.809.784	\$ 3.809.784	\$ 3.809.784
Pérdida del ejercicio anterior (+)		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 9.872.462	\$ 10.030.488	\$ 10.176.115	\$ 10.115.964	\$ 10.581.348
Inversión	\$ -91.663.129					
Capital de Trabajo	\$ -13.749.469					
Recuperación del capital de Trabajo						
Préstamo	\$ 27.500.000					
Amortización préstamo		\$ -2.778.488	\$ -2.945.198	\$ -3.121.910	\$ -3.309.224	\$ -3.507.778
Flujo de Capitales	\$ -77.912.598	\$ -2.778.488	\$ -2.945.198	\$ -3.121.910	\$ -3.309.224	\$ -3.507.778
Flujo de Caja	\$ -77.912.598	\$ 7.093.974	\$ 7.085.291	\$ 7.054.206	\$ 6.806.740	\$ 7.073.570
ROI		-91 %	-82 %	-73 %	-64 %	-55 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583
\$ -6.480.622	\$ -6.872.924	\$ -6.001.594	\$ -6.353.806	\$ -6.849.624	\$ -6.837.963	\$ -7.177.678	\$ -7.168.345
\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409
\$ -710.244	\$ -487.149	\$ -250.669					
\$ -3.809.784	\$ -3.809.784	\$ -3.801.441	\$ -3.801.441	\$ -3.801.441	\$ -3.196.125	\$ -3.196.125	\$ -3.196.125
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 9.994.524	\$ 9.825.316	\$ 10.941.469	\$ 10.839.927	\$ 10.344.109	\$ 10.961.086	\$ 10.621.371	\$ 10.630.703
\$ -2.698.522	\$ -2.652.835	\$ -2.954.197	\$ -2.926.780	\$ -2.792.910	\$ -2.959.493	\$ -2.867.770	\$ -2.870.290
\$ 7.296.003	\$ 7.172.481	\$ 7.987.273	\$ 7.913.146	\$ 7.551.200	\$ 8.001.593	\$ 7.753.601	\$ 7.760.413
\$ 3.809.784	\$ 3.809.784	\$ 3.801.441	\$ 3.801.441	\$ 3.801.441	\$ 3.196.125	\$ 3.196.125	\$ 3.196.125
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 11.105.786	\$ 10.982.265	\$ 11.788.713	\$ 11.714.587	\$ 11.352.640	\$ 11.197.718	\$ 10.949.726	\$ 10.956.539
\$ -3.718.244	\$ -3.941.339	\$ -4.177.819					
\$ -3.718.244	\$ -3.941.339	\$ -4.177.819	0	0	0	0	0
\$ 7.387.542	\$ 7.040.926	\$ 7.610.894	\$ 11.714.587	\$ 11.352.640	\$ 11.197.718	\$ 10.949.726	\$ 10.956.539
-45 %	-36 %	-27 %	-12 %	3 %	17 %	31 %	45 %

14	15	16	17	18	19	20
\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583
\$ -7.159.025	\$ -7.149.717	\$ -7.140.421	\$ -7.131.137	\$ -7.121.865	\$ -7.112.605	\$ -7.103.357
\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409
\$ -3.196.125	\$ -3.196.125	\$ -470.067	\$ -470.067	\$ -470.067	\$ -470.067	\$ -470.067
0	0	0	0	0	0	0
\$ 10.640.023	\$ 10.649.332	\$ 13.384.686	\$ 13.393.970	\$ 13.403.242	\$ 13.412.502	\$ 13.421.750
\$ -2.872.806	\$ -2.875.320	\$ -3.613.865	\$ -3.616.372	\$ -3.618.875	\$ -3.621.375	\$ -3.623.872
\$ 7.767.217	\$ 7.774.012	\$ 9.770.821	\$ 9.777.598	\$ 9.784.367	\$ 9.791.126	\$ 9.797.877
\$ 3.196.125	\$ 3.196.125	\$ 470.067	\$ 470.067	\$ 470.067	\$ 470.067	\$ 470.067
0	0	0	0	0	0	0
\$ 10.963.342	\$ 10.970.137	\$ 10.240.888	\$ 10.247.665	\$ 10.254.434	\$ 10.261.194	\$ 10.267.945
						\$ 13.749.469
0	0	0	0	0	0	\$ 13.749.469
\$ 10.963.342	\$ 10.970.137	\$ 10.240.888	\$ 10.247.665	\$ 10.254.434	\$ 10.261.194	\$ 24.017.414
60 %	74 %	87 %	100 %	113 %	126 %	157 %

Tabla F.2: Flujo de caja proyecto financiado caso 1.2, planta 6,5 [$ton_{H_2}/\text{día}$].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583
Costos Operacionales Variables		\$ -7.230.351	\$ -7.180.586	\$ -7.157.809	\$ -7.427.522	\$ -6.988.564
Costos Operacionales Fijos		\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817
Gastos Financieros		\$ -1.650.000	\$ -1.483.291	\$ -1.306.579	\$ -1.119.264	\$ -920.711
Depreciación legal (-)		\$ -3.904.067	\$ -3.904.067	\$ -3.904.067	\$ -3.904.067	\$ -3.904.067
Pérdida del ejercicio anterior (-)		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 7.964.347	\$ 8.180.821	\$ 8.380.310	\$ 8.297.911	\$ 8.935.423
Impuesto (27%)		\$ -2.150.374	\$ -2.208.822	\$ -2.262.684	\$ -2.240.436	\$ -2.412.564
Utilidad despues del impuesto		\$ 5.813.973	\$ 5.971.999	\$ 6.117.627	\$ 6.057.475	\$ 6.522.859
Depreciación legal (+)		\$ 3.904.067	\$ 3.904.067	\$ 3.904.067	\$ 3.904.067	\$ 3.904.067
Pérdida del ejercicio anterior (+)		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 9.718.041	\$ 9.876.067	\$ 10.021.694	\$ 9.961.543	\$ 10.426.926
Inversión	\$ -92.864.101					
Capital de Trabajo	\$ -13.929.615					
Recuperación del capital de Trabajo						
Préstamo	\$ 27.500.000					
Amortización préstamo		\$ -2.778.488	\$ -2.945.198	\$ -3.121.910	\$ -3.309.224	\$ -3.507.778
Flujo de Capitales	\$ -79.293.716	\$ -2.778.488	\$ -2.945.198	\$ -3.121.910	\$ -3.309.224	\$ -3.507.778
Flujo de Caja	\$ -79.293.716	\$ 6.939.552	\$ 6.930.869	\$ 6.899.784	\$ 6.652.318	\$ 6.919.148
ROI		-91 %	-83 %	-74 %	-65 %	-57 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583
\$ -6.480.622	\$ -6.872.924	\$ -6.001.594	\$ -6.353.806	\$ -6.849.624	\$ -6.837.963	\$ -7.177.678	\$ -7.168.345
\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817
\$ -710.244	\$ -487.149	\$ -250.669					
\$ -3.904.067	\$ -3.904.067	\$ -3.809.024	\$ -3.809.024	\$ -3.809.024	\$ -3.201.232	\$ -3.201.232	\$ -3.201.232
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 9.653.832	\$ 9.484.624	\$ 10.687.478	\$ 10.585.935	\$ 10.090.117	\$ 10.709.571	\$ 10.369.856	\$ 10.379.188
\$ -2.606.535	\$ -2.560.849	\$ -2.885.619	\$ -2.858.202	\$ -2.724.332	\$ -2.891.584	\$ -2.799.861	\$ -2.802.381
\$ 7.047.298	\$ 6.923.776	\$ 7.801.859	\$ 7.727.732	\$ 7.365.786	\$ 7.817.987	\$ 7.569.995	\$ 7.576.808
\$ 3.904.067	\$ 3.904.067	\$ 3.809.024	\$ 3.809.024	\$ 3.809.024	\$ 3.201.232	\$ 3.201.232	\$ 3.201.232
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 10.951.365	\$ 10.827.843	\$ 11.610.883	\$ 11.536.756	\$ 11.174.810	\$ 11.019.219	\$ 10.771.226	\$ 10.778.039
\$ -3.718.244	\$ -3.941.339	\$ -4.177.819					
\$ -3.718.244	\$ -3.941.339	\$ -4.177.819	0	0	0	0	0
\$ 7.233.121	\$ 6.886.504	\$ 7.433.063	\$ 11.536.756	\$ 11.174.810	\$ 11.019.219	\$ 10.771.226	\$ 10.778.039
-48 %	-39 %	-30 %	-15 %	-1 %	13 %	27 %	40 %

14	15	16	17	18	19	20
\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583
\$ -7.159.025	\$ -7.149.717	\$ -7.140.421	\$ -7.131.137	\$ -7.121.865	\$ -7.112.605	\$ -7.103.357
\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817
\$ -3.201.232	\$ -3.201.232	\$ -476.226	\$ -476.226	\$ -476.226	\$ -476.226	\$ -476.226
0	0	0	0	0	0	0
\$ 10.388.509	\$ 10.397.817	\$ 13.132.119	\$ 13.141.403	\$ 13.150.675	\$ 13.159.935	\$ 13.169.182
\$ -2.804.897	\$ -2.807.411	\$ -3.545.672	\$ -3.548.179	\$ -3.550.682	\$ -3.553.182	\$ -3.555.679
\$ 7.583.611	\$ 7.590.406	\$ 9.586.447	\$ 9.593.224	\$ 9.599.992	\$ 9.606.752	\$ 9.613.503
\$ 3.201.232	\$ 3.201.232	\$ 476.226	\$ 476.226	\$ 476.226	\$ 476.226	\$ 476.226
0	0	0	0	0	0	0
\$ 10.784.843	\$ 10.791.638	\$ 10.062.673	\$ 10.069.450	\$ 10.076.219	\$ 10.082.978	\$ 10.089.729
						\$ 13.929.615
0	0	0	0	0	0	\$ 13.929.615
\$ 10.784.843	\$ 10.791.638	\$ 10.062.673	\$ 10.069.450	\$ 10.076.219	\$ 10.082.978	\$ 24.019.344
54 %	67 %	80 %	93 %	106 %	118 %	149 %

Tabla F.3: Flujo de caja proyecto financiado caso 2.1, planta 6,5 [tonH₂/día].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583
Costos Operacionales Variables		\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467
Costos Operacionales Fijos		\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409
Gastos Financieros		\$ -1.650.000	\$ -1.483.291	\$ -1.306.579	\$ -1.119.264	\$ -920.711
Depreciación legal (-)		\$ -3.809.784	\$ -3.809.784	\$ -3.809.784	\$ -3.809.784	\$ -3.809.784
Pérdida del ejercicio anterior (-)		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 6.971.923	\$ 7.138.632	\$ 7.315.344	\$ 7.502.658	\$ 7.701.212
Impuesto (27%)		\$ -1.882.419	\$ -1.927.431	\$ -1.975.143	\$ -2.025.718	\$ -2.079.327
Utilidad despues del impuesto		\$ 5.089.504	\$ 5.211.201	\$ 5.340.201	\$ 5.476.941	\$ 5.621.885
Depreciación legal (+)		\$ 3.809.784	\$ 3.809.784	\$ 3.809.784	\$ 3.809.784	\$ 3.809.784
Pérdida del ejercicio anterior (+)		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 8.899.287	\$ 9.020.985	\$ 9.149.985	\$ 9.286.724	\$ 9.431.668
Inversión	\$ -91.663.129					
Capital de Trabajo	\$ -13.749.469					
Recuperacion del capital de Trabajo						
Préstamo	\$ 27.500.000					
Amortización préstamo		\$ -2.778.488	\$ -2.945.198	\$ -3.121.910	\$ -3.309.224	\$ -3.507.778
Flujo de Capitales	\$ -77.912.598	\$ -2.778.488	\$ -2.945.198	\$ -3.121.910	\$ -3.309.224	\$ -3.507.778
Flujo de Caja	\$ -77.912.598	\$ 6.120.799	\$ 6.075.787	\$ 6.028.075	\$ 5.977.500	\$ 5.923.891
ROI		-92 %	-84 %	-77 %	-69 %	-61 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583
\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467
\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409
\$ -710.244	\$ -487.149	\$ -250.669					
\$ -3.809.784	\$ -3.809.784	\$ -3.801.441	\$ -3.801.441	\$ -3.801.441	\$ -3.196.125	\$ -3.196.125	\$ -3.196.125
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 7.911.679	\$ 8.134.773	\$ 8.379.597	\$ 8.630.266	\$ 8.630.266	\$ 9.235.581	\$ 9.235.581	\$ 9.235.581
\$ -2.136.153	\$ -2.196.389	\$ -2.262.491	\$ -2.330.172	\$ -2.330.172	\$ -2.493.607	\$ -2.493.607	\$ -2.493.607
\$ 5.775.525	\$ 5.938.384	\$ 6.117.106	\$ 6.300.094	\$ 6.300.094	\$ 6.741.974	\$ 6.741.974	\$ 6.741.974
\$ 3.809.784	\$ 3.809.784	\$ 3.801.441	\$ 3.801.441	\$ 3.801.441	\$ 3.196.125	\$ 3.196.125	\$ 3.196.125
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 9.585.309	\$ 9.748.168	\$ 9.918.546	\$ 10.101.535	\$ 10.101.535	\$ 9.938.099	\$ 9.938.099	\$ 9.938.099
\$ -3.718.244	\$ -3.941.339	\$ -4.177.819					
\$ -3.718.244	\$ -3.941.339	\$ -4.177.819	0	0	0	0	0
\$ 5.867.065	\$ 5.806.829	\$ 5.740.727	\$ 10.101.535	\$ 10.101.535	\$ 9.938.099	\$ 9.938.099	\$ 9.938.099
-54 %	-46 %	-39 %	-26 %	-13 %	0 %	12 %	25 %

14	15	16	17	18	19	20
\$ 23.989.583	\$23.989.583	\$23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583
\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467
\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409	\$ -2.994.409
\$ -3.196.125	\$ -3.196.125	\$ -470.067	\$ -470.067	\$ -470.067	\$ -470.067	\$ -470.067
0	0	0	0	0	0	0
\$ 9.235.581	\$ 9.235.581	\$11.961.639	\$ 11.961.639	\$ 11.961.639	\$ 11.961.639	\$ 11.961.639
\$ -2.493.607	\$ -2.493.607	\$ -3.229.643	\$ -3.229.643	\$ -3.229.643	\$ -3.229.643	\$ -3.229.643
\$ 6.741.974	\$ 6.741.974	\$ 8.731.996	\$ 8.731.996	\$ 8.731.996	\$ 8.731.996	\$ 8.731.996
\$ 3.196.125	\$ 3.196.125	\$ 470.067	\$ 470.067	\$ 470.067	\$ 470.067	\$ 470.067
0	0	0	0	0	0	0
\$ 9.938.099	\$ 9.938.099	\$ 9.202.064	\$ 9.202.064	\$ 9.202.064	\$ 9.202.064	\$ 9.202.064
						\$ 13.749.469
0	0	0	0	0	0	\$ 13.749.469
\$ 9.938.099	\$ 9.938.099	\$ 9.202.064	\$ 9.202.064	\$ 9.202.064	\$ 9.202.064	\$ 22.951.533
38 %	51 %	63 %	74 %	86 %	98 %	127 %

Tabla F.4: Flujo de caja proyecto financiado caso 2.2, planta 6,5 [$ton_{H_2}/\text{día}$].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583
Costos Operacionales Variables		\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467
Costos Operacionales Fijos		\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817
Gastos Financieros		\$ -1.650.000	\$ -1.483.291	\$ -1.306.579	\$ -1.119.264	\$ -920.711
Depreciación legal (-)		\$ -3.904.067	\$ -3.904.067	\$ -3.904.067	\$ -3.904.067	\$ -3.904.067
Pérdida del ejercicio anterior (-)		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 6.631.231	\$ 6.797.940	\$ 6.974.652	\$ 7.161.967	\$ 7.360.520
Impuesto (27%)		\$ -1.790.432	\$ -1.835.444	\$ -1.883.156	\$ -1.933.731	\$ -1.987.340
Utilidad despues del impuesto		\$ 4.840.798	\$ 4.962.496	\$ 5.091.496	\$ 5.228.236	\$ 5.373.180
Depreciación legal (+)		\$ 3.904.067	\$ 3.904.067	\$ 3.904.067	\$ 3.904.067	\$ 3.904.067
Pérdida del ejercicio anterior (+)		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 8.744.866	\$ 8.866.563	\$ 8.995.563	\$ 9.132.303	\$ 9.277.247
Inversión	\$ -92.864.101					
Capital de Trabajo	\$ -13.929.615					
Recuperacion del capital de Trabajo						
Préstamo	\$ 27.500.000					
Amortización préstamo		\$ -2.778.488	\$ -2.945.198	\$ -3.121.910	\$ -3.309.224	\$ -3.507.778
Flujo de Capitales	\$ -79.293.716	\$ -2.778.488	\$ -2.945.198	\$ -3.121.910	\$ -3.309.224	\$ -3.507.778
Flujo de Caja	\$ -79.293.716	\$ 5.966.377	\$ 5.921.366	\$ 5.873.653	\$ 5.823.079	\$ 5.769.469
ROI		-92 %	-85 %	-78 %	-70 %	-63 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583
\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467
\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817
\$ -710.244	\$ -487.149	\$ -250.669					
\$ -3.904.067	\$ -3.904.067	\$ -3.809.024	\$ -3.809.024	\$ -3.809.024	\$ -3.201.232	\$ -3.201.232	\$ -3.201.232
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 7.570.987	\$ 7.794.081	\$ 8.125.605	\$ 8.376.274	\$ 8.376.274	\$ 8.984.066	\$ 8.984.066	\$ 8.984.066
\$ -2.044.166	\$ -2.104.402	\$ -2.193.913	\$ -2.261.594	\$ -2.261.594	\$ -2.425.698	\$ -2.425.698	\$ -2.425.698
\$ 5.526.820	\$ 5.689.679	\$ 5.931.691	\$ 6.114.680	\$ 6.114.680	\$ 6.558.368	\$ 6.558.368	\$ 6.558.368
\$ 3.904.067	\$ 3.904.067	\$ 3.809.024	\$ 3.809.024	\$ 3.809.024	\$ 3.201.232	\$ 3.201.232	\$ 3.201.232
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 9.430.887	\$ 9.593.747	\$ 9.740.716	\$ 9.923.704	\$ 9.923.704	\$ 9.759.600	\$ 9.759.600	\$ 9.759.600
\$ -3.718.244	\$ -3.941.339	\$ -4.177.819					
\$ -3.718.244	\$ -3.941.339	\$ -4.177.819	0	0	0	0	0
\$ 5.712.643	\$ 5.652.408	\$ 5.562.896	\$ 9.923.704	\$ 9.923.704	\$ 9.759.600	\$ 9.759.600	\$ 9.759.600
-56 %	-49 %	-42 %	-29 %	-17 %	-4 %	8 %	20 %

14	15	16	17	18	19	20
\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583	\$ 23.989.583
\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467	\$ -8.563.467
\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817	\$ -3.240.817
\$ -3.201.232	\$ -3.201.232	\$ -476.226	\$ -476.226	\$ -476.226	\$ -476.226	\$ -476.226
0	0	0	0	0	0	0
\$ 8.984.066	\$ 8.984.066	\$ 11.709.072	\$ 11.709.072	\$ 11.709.072	\$ 11.709.072	\$ 11.709.072
\$ -2.425.698	\$ -2.425.698	\$ -3.161.449	\$ -3.161.449	\$ -3.161.449	\$ -3.161.449	\$ -3.161.449
\$ 6.558.368	\$ 6.558.368	\$ 8.547.622	\$ 8.547.622	\$ 8.547.622	\$ 8.547.622	\$ 8.547.622
\$ 3.201.232	\$ 3.201.232	\$ 476.226	\$ 476.226	\$ 476.226	\$ 476.226	\$ 476.226
0	0	0	0	0	0	0
\$ 9.759.600	\$ 9.759.600	\$ 9.023.849	\$ 9.023.849	\$ 9.023.849	\$ 9.023.849	\$ 9.023.849
						\$ 13.929.615
0	0	0	0	0	0	\$ 13.929.615
\$ 9.759.600	\$ 9.759.600	\$ 9.023.849	\$ 9.023.849	\$ 9.023.849	\$ 9.023.849	\$ 22.953.464
33 %	45 %	56 %	68 %	79 %	90 %	119 %

Tabla F.5: Flujo de caja proyecto financiado caso 1.1, planta 11,5
[ton_{H_2} /día].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108
Costos Operacionales Variables		\$ -12.796.540	\$ -12.708.464	\$ -12.668.152	\$ -13.145.501	\$ -12.368.617
Costos Operacionales Fijos		\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762
Gastos Financieros		\$ -2.850.000	\$ -2.562.048	\$ -2.256.818	\$ -1.933.275	\$ -1.590.319
Depreciación legal (-)		\$ -6.526.909	\$ -6.526.909	\$ -6.526.909	\$ -6.526.909	\$ -6.526.909
Pérdida del ejercicio anterior (-)		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 15.492.897	\$ 15.868.924	\$ 16.214.466	\$ 16.060.661	\$ 17.180.501
Impuesto (27%)		\$ -4.183.082	\$ -4.284.610	\$ -4.377.906	\$ -4.336.378	\$ -4.638.735
Utilidad despues del impuesto		\$ 11.309.815	\$ 11.584.315	\$ 11.836.560	\$ 11.724.282	\$ 12.541.766
Depreciación legal (+)		\$ 6.526.909	\$ 6.526.909	\$ 6.526.909	\$ 6.526.909	\$ 6.526.909
Pérdida del ejercicio anterior (+)		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 17.836.724	\$ 18.111.224	\$ 18.363.469	\$ 18.251.191	\$ 19.068.675
Inversión	\$ -157.847.148					
Capital de Trabajo	\$ -23.677.072					
Recuperación del capital de Trabajo						
Préstamo	\$ 47.500.000					
Amortización préstamo		\$ -4.799.207	\$ -5.087.160	\$ -5.392.389	\$ -5.715.933	\$ -6.058.889
Flujo de Capitales	\$ -134.024.220	\$ -4.799.207	\$ -5.087.160	\$ -5.392.389	\$ -5.715.933	\$ -6.058.889
Flujo de Caja	\$ -134.024.220	\$ 13.037.516	\$ 13.024.064	\$ 12.971.080	\$ 12.535.259	\$ 13.009.786
ROI		-90 %	-81 %	-71 %	-62 %	-52 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108
\$ -11.469.641	\$ -12.163.953	\$ -10.621.842	\$ -11.245.199	\$ -12.122.715	\$ -12.102.076	\$ -12.703.317	\$ -12.686.800
\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762
\$ -1.226.785	\$ -841.440	\$ -432.974					
\$ -6.526.909	\$ -6.526.909	\$ -6.518.566	\$ -6.518.566	\$ -6.518.566	\$ -5.567.548	\$ -5.567.548	\$ -5.567.548
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 18.443.010	\$ 18.134.044	\$ 20.092.964	\$ 19.902.580	\$ 19.025.065	\$ 19.996.721	\$ 19.395.480	\$ 19.411.997
\$ -4.979.613	\$ -4.896.192	\$ -5.425.100	\$ -5.373.697	\$ -5.136.767	\$ -5.399.115	\$ -5.236.780	\$ -5.241.239
\$ 13.463.397	\$ 13.237.852	\$ 14.667.864	\$ 14.528.884	\$ 13.888.297	\$ 14.597.606	\$ 14.158.700	\$ 14.170.758
\$ 6.526.909	\$ 6.526.909	\$ 6.518.566	\$ 6.518.566	\$ 6.518.566	\$ 5.567.548	\$ 5.567.548	\$ 5.567.548
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 19.990.306	\$ 19.764.761	\$ 21.186.430	\$ 21.047.450	\$ 20.406.863	\$ 20.165.154	\$ 19.726.249	\$ 19.738.306
\$ -6.422.422	\$ -6.807.767	\$ -7.216.233					
\$ -6.422.422	\$ -6.807.767	\$ -7.216.233	0	0	0	0	0
\$ 13.567.884	\$ 12.956.994	\$ 13.970.196	\$ 21.047.450	\$ 20.406.863	\$ 20.165.154	\$ 19.726.249	\$ 19.738.306
-42 %	-32 %	-22 %	-6 %	9 %	24 %	39 %	54 %

14	15	16	17	18	19	20
\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108
\$ -12.670.304	\$ -12.653.830	\$ -12.637.378	\$ -12.620.946	\$ -12.604.537	\$ -12.588.148	\$ -12.571.781
\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762
\$ -5.567.548	\$ -5.567.548	\$ -809.473	\$ -809.473	\$ -809.473	\$ -809.473	\$ -809.473
0	0	0	0	0	0	0
\$ 19.428.493	\$ 19.444.967	\$ 24.219.495	\$ 24.235.926	\$ 24.252.336	\$ 24.268.725	\$ 24.285.092
\$ -5.245.693	\$ -5.250.141	\$ -6.539.264	\$ -6.543.700	\$ -6.548.131	\$ -6.552.556	\$ -6.556.975
\$ 14.182.800	\$ 14.194.826	\$ 17.680.231	\$ 17.692.226	\$ 17.704.206	\$ 17.716.169	\$ 17.728.117
\$ 5.567.548	\$ 5.567.548	\$ 809.473	\$ 809.473	\$ 809.473	\$ 809.473	\$ 809.473
0	0	0	0	0	0	0
\$ 19.750.348	\$ 19.762.374	\$ 18.489.704	\$ 18.501.699	\$ 18.513.678	\$ 18.525.642	\$ 18.537.590
						\$ 23.677.072
0	0	0	0	0	0	\$ 23.677.072
\$ 19.750.348	\$ 19.762.374	\$ 18.489.704	\$ 18.501.699	\$ 18.513.678	\$ 18.525.642	\$ 42.214.662
69 %	83 %	97 %	111 %	125 %	139 %	170 %

Tabla F.6: Flujo de caja proyecto financiado caso 1.2, planta 11,5
[ton_{H₂}/día].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108
Costos Operacionales Variables		\$ -12.796.540	\$ -12.708.464	\$ -12.668.152	\$ -13.145.501	\$ -12.368.617
Costos Operacionales Fijos		\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158
Gastos Financieros		\$ -2.850.000	\$ -2.562.048	\$ -2.256.818	\$ -1.933.275	\$ -1.590.319
Depreciación legal (-)		\$ -6.684.881	\$ -6.684.881	\$ -6.684.881	\$ -6.684.881	\$ -6.684.881
Pérdida del ejercicio anterior (-)		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 14.919.529	\$ 15.295.557	\$ 15.641.098	\$ 15.487.293	\$ 16.607.133
Impuesto (27%)		\$ -4.028.273	\$ -4.129.800	\$ -4.223.097	\$ -4.181.569	\$ -4.483.926
Utilidad despues del impuesto		\$ 10.891.256	\$ 11.165.756	\$ 11.418.002	\$ 11.305.724	\$ 12.123.207
Depreciación legal (+)		\$ 6.684.881	\$ 6.684.881	\$ 6.684.881	\$ 6.684.881	\$ 6.684.881
Pérdida del ejercicio anterior (+)		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 17.576.137	\$ 17.850.637	\$ 18.102.883	\$ 17.990.605	\$ 18.808.088
Inversión	\$ -159.867.780					
Capital de Trabajo	\$ -23.980.167					
Recuperación del capital de Trabajo						
Préstamo	\$ 47.500.000					
Amortización préstamo		\$ -4.799.207	\$ -5.087.160	\$ -5.392.389	\$ -5.715.933	\$ -6.058.889
Flujo de Capitales	\$ -136.347.947	\$ -4.799.207	\$ -5.087.160	\$ -5.392.389	\$ -5.715.933	\$ -6.058.889
Flujo de Caja	\$ -136.347.947	\$ 12.776.930	\$ 12.763.478	\$ 12.710.494	\$ 12.274.672	\$ 12.749.200
ROI		-91 %	-81 %	-72 %	-63 %	-54 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108
\$ -11.469.641	\$ -12.163.953	\$ -10.621.842	\$ -11.245.199	\$ -12.122.715	\$ -12.102.076	\$ -12.703.317	\$ -12.686.800
\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158
\$ -1.226.785	\$ -841.440	\$ -432.974					
\$ -6.684.881	\$ -6.684.881	\$ -6.532.038	\$ -6.532.038	\$ -6.532.038	\$ -5.576.635	\$ -5.576.635	\$ -5.576.635
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 17.869.642	\$ 17.560.676	\$ 19.664.096	\$ 19.473.712	\$ 18.596.197	\$ 19.572.238	\$ 18.970.997	\$ 18.987.514
\$ -4.824.803	\$ -4.741.382	\$ -5.309.306	\$ -5.257.902	\$ -5.020.973	\$ -5.284.504	\$ -5.122.169	\$ -5.126.629
\$ 13.044.839	\$ 12.819.293	\$ 14.354.790	\$ 14.215.810	\$ 13.575.224	\$ 14.287.734	\$ 13.848.828	\$ 13.860.886
\$ 6.684.881	\$ 6.684.881	\$ 6.532.038	\$ 6.532.038	\$ 6.532.038	\$ 5.576.635	\$ 5.576.635	\$ 5.576.635
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 19.729.720	\$ 19.504.174	\$ 20.886.828	\$ 20.747.848	\$ 20.107.262	\$ 19.864.369	\$ 19.425.463	\$ 19.437.521
\$ -6.422.422	\$ -6.807.767	\$ -7.216.233					
\$ -6.422.422	\$ -6.807.767	\$ -7.216.233	0	0	0	0	0
\$ 13.307.298	\$ 12.696.407	\$ 13.670.595	\$ 20.747.848	\$ 20.107.262	\$ 19.864.369	\$ 19.425.463	\$ 19.437.521
-44 %	-35 %	-24 %	-9 %	5 %	20 %	34 %	49 %

14	15	16	17	18	19	20
\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108
\$ -12.670.304	\$ -12.653.830	\$ -12.637.378	\$ -12.620.946	\$ -12.604.537	\$ -12.588.148	\$ -12.571.781
\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158
\$ -5.576.635	\$ -5.576.635	\$ -819.835	\$ -819.835	\$ -819.835	\$ -819.835	\$ -819.835
0	0	0	0	0	0	0
\$ 19.004.010	\$ 19.020.484	\$ 23.793.737	\$ 23.810.168	\$ 23.826.578	\$ 23.842.967	\$ 23.859.334
\$ -5.131.083	\$ -5.135.531	\$ -6.424.309	\$ -6.428.745	\$ -6.433.176	\$ -6.437.601	\$ -6.442.020
\$ 13.872.927	\$ 13.884.953	\$ 17.369.428	\$ 17.381.423	\$ 17.393.402	\$ 17.405.366	\$ 17.417.314
\$ 5.576.635	\$ 5.576.635	\$ 819.835	\$ 819.835	\$ 819.835	\$ 819.835	\$ 819.835
0	0	0	0	0	0	0
\$ 19.449.563	\$ 19.461.589	\$ 18.189.263	\$ 18.201.258	\$ 18.213.237	\$ 18.225.201	\$ 18.237.149
						\$ 23.980.167
0	0	0	0	0	0	\$ 23.980.167
\$ 19.449.563	\$ 19.461.589	\$ 18.189.263	\$ 18.201.258	\$ 18.213.237	\$ 18.225.201	\$ 42.217.316
63 %	77 %	90 %	104 %	117 %	130 %	161 %

Tabla F.7: Flujo de caja proyecto financiado caso 2.1, planta 11,5
[ton_{H₂}/día].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108
Costos Operacionales Variables		\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938
Costos Operacionales Fijos		\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762
Gastos Financieros		\$ -2.850.000	\$ -2.562.048	\$ -2.256.818	\$ -1.933.275	\$ -1.590.319
Depreciación Legal		\$ -6.526.909	\$ -6.526.909	\$ -6.526.909	\$ -6.526.909	\$ -6.526.909
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 13.133.498	\$ 13.421.451	\$ 13.726.680	\$ 14.050.224	\$ 14.393.180
Impuesto (27%)		\$ -3.546.045	\$ -3.623.792	\$ -3.706.204	\$ -3.793.560	\$ -3.886.159
Utilidad despues del impuesto		\$ 9.587.454	\$ 9.797.659	\$ 10.020.477	\$ 10.256.663	\$ 10.507.021
Depreciación legal		\$ 6.526.909	\$ 6.526.909	\$ 6.526.909	\$ 6.526.909	\$ 6.526.909
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 16.114.363	\$ 16.324.568	\$ 16.547.386	\$ 16.783.572	\$ 17.033.930
Inversión	\$ -157.847.148					
Capital de trabajo	\$ -23.677.072					
Recuperacion del capital de trabajo						
Préstamo	\$ 47.500.000					
Amortización préstamo		\$ -4.799.207	\$ -5.087.160	\$ -5.392.389	\$ -5.715.933	\$ -6.058.889
Flujo de Capitales	\$ -134.024.220	\$ -4.799.207	\$ -5.087.160	\$ -5.392.389	\$ -5.715.933	\$ -6.058.889
Flujo de Caja	\$ -134.024.220	\$ 11.315.156	\$ 11.237.408	\$ 11.154.996	\$ 11.067.640	\$ 10.975.042
ROI		-92 %	-83 %	-75 %	-67 %	-58 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108
\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938
\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762
\$ -1.226.785	\$ -841.440	\$ -432.974					
\$ -6.526.909	\$ -6.526.909	\$ -6.518.566	\$ -6.518.566	\$ -6.518.566	\$ -5.567.548	\$ -5.567.548	\$ -5.567.548
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 14.756.713	\$ 15.142.058	\$ 15.558.867	\$ 15.991.841	\$ 15.991.841	\$ 16.942.859	\$ 16.942.859	\$ 16.942.859
\$ -3.984.313	\$ -4.088.356	\$ -4.200.894	\$ -4.317.797	\$ -4.317.797	\$ -4.574.572	\$ -4.574.572	\$ -4.574.572
\$ 10.772.400	\$ 11.053.703	\$ 11.357.973	\$ 11.674.044	\$ 11.674.044	\$ 12.368.287	\$ 12.368.287	\$ 12.368.287
\$ 6.526.909	\$ 6.526.909	\$ 6.518.566	\$ 6.518.566	\$ 6.518.566	\$ 5.567.548	\$ 5.567.548	\$ 5.567.548
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 17.299.310	\$ 17.580.612	\$ 17.876.539	\$ 18.192.610	\$ 18.192.610	\$ 17.935.836	\$ 17.935.836	\$ 17.935.836
\$ -6.422.422	\$ -6.807.767	\$ -7.216.233					
\$ -6.422.422	\$ -6.807.767	\$ -7.216.233	0	0	0	0	0
\$ 10.876.888	\$ 10.772.844	\$ 10.660.306	\$ 18.192.610	\$ 18.192.610	\$ 17.935.836	\$ 17.935.836	\$ 17.935.836
-50 %	-42 %	-34 %	-21 %	-7 %	6 %	20 %	33 %

14	15	16	17	18	19	20
\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108
\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938
\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762	\$ -4.776.762
\$ -5.567.548	\$ -5.567.548	\$ -809.473	\$ -809.473	\$ -809.473	\$ -809.473	\$ -809.473
0	0	0	0	0	0	0
\$ 16.942.859	\$ 16.942.859	\$ 21.700.935	\$ 21.700.935	\$ 21.700.935	\$ 21.700.935	\$ 21.700.935
\$ -4.574.572	\$ -4.574.572	\$ -5.859.252	\$ -5.859.252	\$ -5.859.252	\$ -5.859.252	\$ -5.859.252
\$ 12.368.287	\$ 12.368.287	\$ 15.841.682	\$ 15.841.682	\$ 15.841.682	\$ 15.841.682	\$ 15.841.682
\$ 5.567.548	\$ 5.567.548	\$ 809.473	\$ 809.473	\$ 809.473	\$ 809.473	\$ 809.473
0	0	0	0	0	0	0
\$ 17.935.836	\$ 17.935.836	\$ 16.651.155	\$ 16.651.155	\$ 16.651.155	\$ 16.651.155	\$ 16.651.155
						\$ 23.677.072
0	0	0	0	0	0	\$ 23.677.072
\$ 17.935.836	\$ 17.935.836	\$ 16.651.155	\$ 16.651.155	\$ 16.651.155	\$ 16.651.155	\$ 40.328.227
46 %	60 %	72 %	85 %	97 %	109 %	140 %

Tabla F.8: Flujo de caja proyecto financiado caso 2.2, planta 11,5
[ton_{H₂}/día].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108
Costos Operacionales Variables		\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938
Costos Operacionales Fijos		\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158
Gastos Financieros		\$ -2.850.000	\$ -2.562.048	\$ -2.256.818	\$ -1.933.275	\$ -1.590.319
Depreciación Legal		\$ -6.684.881	\$ -6.684.881	\$ -6.684.881	\$ -6.684.881	\$ -6.684.881
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 12.560.131	\$ 12.848.083	\$ 13.153.313	\$ 13.476.856	\$ 13.819.812
Impuesto (27%)		\$ -3.391.235	\$ -3.468.982	\$ -3.551.394	\$ -3.638.751	\$ -3.731.349
Utilidad despues del impuesto		\$ 9.168.895	\$ 9.379.101	\$ 9.601.918	\$ 9.838.105	\$ 10.088.463
Depreciación legal		\$ 6.684.881	\$ 6.684.881	\$ 6.684.881	\$ 6.684.881	\$ 6.684.881
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 15.853.776	\$ 16.063.982	\$ 16.286.799	\$ 16.522.986	\$ 16.773.344
Inversión	\$ -159.867.780					
Capital de trabajo	\$ -23.980.167					
Recuperacion del capital de trabajo						
Préstamo	\$ 47.500.000					
Amortización préstamo		\$ -4.799.207	\$ -5.087.160	\$ -5.392.389	\$ -5.715.933	\$ -6.058.889
Flujo de Capitales	\$ -136.347.947	\$ -4.799.207	\$ -5.087.160	\$ -5.392.389	\$ -5.715.933	\$ -6.058.889
Flujo de Caja	\$ -136.347.947	\$ 11.054.569	\$ 10.976.822	\$ 10.894.410	\$ 10.807.053	\$ 10.714.455
ROI		-92 %	-84 %	-76 %	-68 %	-60 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108
\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938
\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158
\$ -1.226.785	\$ -841.440	\$ -432.974					
\$ -6.684.881	\$ -6.684.881	\$ -6.532.038	\$ -6.532.038	\$ -6.532.038	\$ -5.576.635	\$ -5.576.635	\$ -5.576.635
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 14.183.345	\$ 14.568.690	\$ 15.130.000	\$ 15.562.974	\$ 15.562.974	\$ 16.518.376	\$ 16.518.376	\$ 16.518.376
\$ -3.829.503	\$ -3.933.546	\$ -4.085.100	\$ -4.202.003	\$ -4.202.003	\$ -4.459.962	\$ -4.459.962	\$ -4.459.962
\$ 10.353.842	\$ 10.635.144	\$ 11.044.900	\$ 11.360.971	\$ 11.360.971	\$ 12.058.415	\$ 12.058.415	\$ 12.058.415
\$ 6.684.881	\$ 6.684.881	\$ 6.532.038	\$ 6.532.038	\$ 6.532.038	\$ 5.576.635	\$ 5.576.635	\$ 5.576.635
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 17.038.723	\$ 17.320.025	\$ 17.576.938	\$ 17.893.009	\$ 17.893.009	\$ 17.635.050	\$ 17.635.050	\$ 17.635.050
\$ -6.422.422	\$ -6.807.767	\$ -7.216.233					
\$ -6.422.422	\$ -6.807.767	\$ -7.216.233	0	0	0	0	0
\$ 10.616.301	\$ 10.512.258	\$ 10.360.705	\$ 17.893.009	\$ 17.893.009	\$ 17.635.050	\$ 17.635.050	\$ 17.635.050
-52 %	-45 %	-37 %	-24 %	-11 %	2 %	15 %	28 %

14	15	16	17	18	19	20
\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108	\$ 42.443.108
\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938	\$ -15.155.938
\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158	\$ -5.192.158
\$ -5.576.635	\$ -5.576.635	\$ -819.835	\$ -819.835	\$ -819.835	\$ -819.835	\$ -819.835
0	0	0	0	0	0	0
\$ 16.518.376	\$ 16.518.376	\$ 21.275.177	\$ 21.275.177	\$ 21.275.177	\$ 21.275.177	\$ 21.275.177
\$ -4.459.962	\$ -4.459.962	\$ -5.744.298	\$ -5.744.298	\$ -5.744.298	\$ -5.744.298	\$ -5.744.298
\$ 12.058.415	\$ 12.058.415	\$ 15.530.879	\$ 15.530.879	\$ 15.530.879	\$ 15.530.879	\$ 15.530.879
\$ 5.576.635	\$ 5.576.635	\$ 819.835	\$ 819.835	\$ 819.835	\$ 819.835	\$ 819.835
0	0	0	0	0	0	0
\$ 17.635.050	\$ 17.635.050	\$ 16.350.714	\$ 16.350.714	\$ 16.350.714	\$ 16.350.714	\$ 16.350.714
						\$ 23.980.167
0	0	0	0	0	0	\$ 23.980.167
\$ 17.635.050	\$ 17.635.050	\$ 16.350.714	\$ 16.350.714	\$ 16.350.714	\$ 16.350.714	\$ 40.330.881
41 %	54 %	66 %	78 %	90 %	102 %	131 %

Tabla F.9: Flujo de caja proyecto financiado caso 1.1, planta 16,5
[ton_{H₂}/día].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633
Costos Operacionales Variables		\$ -18.362.822	\$ -18.236.435	\$ -18.178.588	\$ -18.863.576	\$ -17.748.760
Costos Operacionales Fijos		\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790
Gastos Financieros		\$ -4.080.000	\$ -3.667.773	\$ -3.230.813	\$ -2.767.635	\$ -2.276.667
Depreciación legal (-)		\$ -9.346.438	\$ -9.346.438	\$ -9.346.438	\$ -9.346.438	\$ -9.346.438
Pérdida del ejercicio anterior (-)		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 22.499.583	\$ 23.038.196	\$ 23.533.004	\$ 23.311.194	\$ 24.916.979
Impuesto (27%)		\$ -6.074.887	\$ -6.220.313	\$ -6.353.911	\$ -6.294.022	\$ -6.727.584
Utilidad despues del impuesto		\$ 16.424.696	\$ 16.817.883	\$ 17.179.093	\$ 17.017.172	\$ 18.189.394
Depreciación legal (+)		\$ 9.346.438	\$ 9.346.438	\$ 9.346.438	\$ 9.346.438	\$ 9.346.438
Pérdida del ejercicio anterior (+)		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 25.771.134	\$ 26.164.322	\$ 26.525.531	\$ 26.363.610	\$ 27.535.833
Inversión	\$ -225.903.238					
Capital de Trabajo	\$ -33.885.486					
Recuperación del capital de Trabajo						
Préstamo	\$ 68.000.000					
Amortización préstamo		\$ -6.870.444	\$ -7.282.671	\$ -7.719.631	\$ -8.182.809	\$ -8.673.777
Flujo de Capitales	\$ -191.788.724	\$ -6.870.444	\$ -7.282.671	\$ -7.719.631	\$ -8.182.809	\$ -8.673.777
Flujo de Caja	\$ -191.788.724	\$ 18.900.690	\$ 18.881.651	\$ 18.805.900	\$ 18.180.801	\$ 18.862.055
ROI		-90%	-80%	-70%	-61%	-51%

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633
\$ -16.458.745	\$ -17.455.070	\$ -15.242.166	\$ -16.136.674	\$ -17.395.894	\$ -17.366.279	\$ -18.229.049	\$ -18.205.347
\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790
\$ -1.756.240	\$ -1.204.588	\$ -619.836					
\$ -9.346.438	\$ -9.346.438	\$ -9.338.095	\$ -9.338.095	\$ -9.338.095	\$ -7.954.972	\$ -7.954.972	\$ -7.954.972
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 26.727.420	\$ 26.282.747	\$ 29.088.745	\$ 28.814.074	\$ 27.554.854	\$ 28.967.592	\$ 28.104.822	\$ 28.128.524
\$ -7.216.403	\$ -7.096.342	\$ -7.853.961	\$ -7.779.800	\$ -7.439.810	\$ -7.821.250	\$ -7.588.302	\$ -7.594.701
\$ 19.511.017	\$ 19.186.405	\$ 21.234.784	\$ 21.034.274	\$ 20.115.043	\$ 21.146.342	\$ 20.516.520	\$ 20.533.822
\$ 9.346.438	\$ 9.346.438	\$ 9.338.095	\$ 9.338.095	\$ 9.338.095	\$ 7.954.972	\$ 7.954.972	\$ 7.954.972
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 28.857.455	\$ 28.532.844	\$ 30.572.879	\$ 30.372.369	\$ 29.453.138	\$ 29.101.315	\$ 28.471.492	\$ 28.488.795
\$ -9.194.204	\$ -9.745.856	\$ -10.330.608					
\$ -9.194.204	\$ -9.745.856	\$ -10.330.608	0	0	0	0	0
\$ 19.663.251	\$ 18.786.987	\$ 20.242.272	\$ 30.372.369	\$ 29.453.138	\$ 29.101.315	\$ 28.471.492	\$ 28.488.795
-41%	-31%	-21%	-5%	11%	26%	41%	55%

14	15	16	17	18	19	20
\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633
\$ -18.181.676	\$ -18.158.036	\$ -18.134.427	\$ -18.110.848	\$ -18.087.301	\$ -18.063.783	\$ -18.040.296
\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790
\$ -7.954.972	\$ -7.954.972	\$ -1.158.478	\$ -1.158.478	\$ -1.158.478	\$ -1.158.478	\$ -1.158.478
0	0	0	0	0	0	0
\$ 28.152.195	\$ 28.175.835	\$ 34.995.938	\$ 35.019.517	\$ 35.043.065	\$ 35.066.582	\$ 35.090.069
\$ -7.601.093	\$ -7.607.475	\$ -9.448.903	\$ -9.455.269	\$ -9.461.627	\$ -9.467.977	\$ -9.474.319
\$ 20.551.102	\$ 20.568.359	\$ 25.547.035	\$ 25.564.247	\$ 25.581.437	\$ 25.598.605	\$ 25.615.750
\$ 7.954.972	\$ 7.954.972	\$ 1.158.478	\$ 1.158.478	\$ 1.158.478	\$ 1.158.478	\$ 1.158.478
0	0	0	0	0	0	0
\$ 28.506.074	\$ 28.523.332	\$ 26.705.513	\$ 26.722.725	\$ 26.739.915	\$ 26.757.083	\$ 26.774.228
						\$ 33.885.486
0	0	0	0	0	0	\$ 33.885.486
\$ 28.506.074	\$ 28.523.332	\$ 26.705.513	\$ 26.722.725	\$ 26.739.915	\$ 26.757.083	\$ 60.659.714
70%	85%	99%	113%	127%	141%	173%

Tabla F.10: Flujo de caja proyecto financiado caso 1.2, planta 16,5
[$ton_{H_2}/\text{día}$].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633
Costos Operacionales Variables		\$ -18.362.822	\$ -18.236.435	\$ -18.178.588	\$ -18.863.576	\$ -17.748.760
Costos Operacionales Fijos		\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181
Gastos Financieros		\$ -4.080.000	\$ -3.667.773	\$ -3.230.813	\$ -2.767.635	\$ -2.276.667
Depreciación legal (-)		\$ -9.568.066	\$ -9.568.066	\$ -9.568.066	\$ -9.568.066	\$ -9.568.066
Pérdida del ejercicio anterior (-)		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 21.693.564	\$ 22.232.177	\$ 22.726.985	\$ 22.505.175	\$ 24.110.960
Impuesto (27%)		\$ -5.857.262	\$ -6.002.688	\$ -6.136.286	\$ -6.076.397	\$ -6.509.959
Utilidad despues del impuesto		\$ 15.836.302	\$ 16.229.490	\$ 16.590.699	\$ 16.428.778	\$ 17.601.001
Depreciación legal (+)		\$ 9.568.066	\$ 9.568.066	\$ 9.568.066	\$ 9.568.066	\$ 9.568.066
Pérdida del ejercicio anterior (+)		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 25.404.368	\$ 25.797.555	\$ 26.158.765	\$ 25.996.844	\$ 27.169.066
Inversión	\$ -228.743.844					
Capital de Trabajo	\$ -34.311.577					
Recuperación del capital de Trabajo						
Préstamo	\$ 68.000.000					
Amortización préstamo		\$ -6.870.444	\$ -7.282.671	\$ -7.719.631	\$ -8.182.809	\$ -8.673.777
Flujo de Capitales	\$ -195.055.421	\$ -6.870.444	\$ -7.282.671	\$ -7.719.631	\$ -8.182.809	\$ -8.673.777
Flujo de Caja	\$ -195.055.421	\$ 18.533.924	\$ 18.514.885	\$ 18.439.134	\$ 17.814.035	\$ 18.495.289
ROI		-90 %	-81 %	-72 %	-62 %	-53 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633
\$ -16.458.745	\$ -17.455.070	\$ -15.242.166	\$ -16.136.674	\$ -17.395.894	\$ -17.366.279	\$ -18.229.049	\$ -18.205.347
\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181
\$ -1.756.240	\$ -1.204.588	\$ -619.836					
\$ -9.568.066	\$ -9.568.066	\$ -9.357.423	\$ -9.357.423	\$ -9.357.423	\$ -7.968.143	\$ -7.968.143	\$ -7.968.143
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 25.921.401	\$ 25.476.728	\$ 28.485.026	\$ 28.210.355	\$ 26.951.135	\$ 28.370.030	\$ 27.507.260	\$ 27.530.962
\$ -6.998.778	\$ -6.878.717	\$ -7.690.957	\$ -7.616.796	\$ -7.276.806	\$ -7.659.908	\$ -7.426.960	\$ -7.433.360
\$ 18.922.623	\$ 18.598.012	\$ 20.794.069	\$ 20.593.559	\$ 19.674.328	\$ 20.710.122	\$ 20.080.300	\$ 20.097.602
\$ 9.568.066	\$ 9.568.066	\$ 9.357.423	\$ 9.357.423	\$ 9.357.423	\$ 7.968.143	\$ 7.968.143	\$ 7.968.143
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 28.490.689	\$ 28.166.077	\$ 30.151.492	\$ 29.950.982	\$ 29.031.751	\$ 28.678.265	\$ 28.048.443	\$ 28.065.745
\$ -9.194.204	\$ -9.745.856	\$ -10.330.608					
\$ -9.194.204	\$ -9.745.856	\$ -10.330.608	0	0	0	0	0
\$ 19.296.485	\$ 18.420.221	\$ 19.820.884	\$ 29.950.982	\$ 29.031.751	\$ 28.678.265	\$ 28.048.443	\$ 28.065.745
-43 %	-34 %	-23 %	-8 %	7 %	22 %	36 %	50 %

14	15	16	17	18	19	20
\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633
\$ -18.181.676	\$ -18.158.036	\$ -18.134.427	\$ -18.110.848	\$ -18.087.301	\$ -18.063.783	\$ -18.040.296
\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181
\$ -7.968.143	\$ -7.968.143	\$ -1.173.045	\$ -1.173.045	\$ -1.173.045	\$ -1.173.045	\$ -1.173.045
0	0	0	0	0	0	0
\$ 27.554.632	\$ 27.578.272	\$ 34.396.980	\$ 34.420.558	\$ 34.444.106	\$ 34.467.623	\$ 34.491.110
\$ -7.439.751	\$ -7.446.134	\$ -9.287.184	\$ -9.293.551	\$ -9.299.909	\$ -9.306.258	\$ -9.312.600
\$ 20.114.882	\$ 20.132.139	\$ 25.109.795	\$ 25.127.007	\$ 25.144.197	\$ 25.161.365	\$ 25.178.510
\$ 7.968.143	\$ 7.968.143	\$ 1.173.045	\$ 1.173.045	\$ 1.173.045	\$ 1.173.045	\$ 1.173.045
0	0	0	0	0	0	0
\$ 28.083.025	\$ 28.100.282	\$ 26.282.840	\$ 26.300.053	\$ 26.317.243	\$ 26.334.410	\$ 26.351.556
						\$ 34.311.577
0	0	0	0	0	0	\$ 34.311.577
\$ 28.083.025	\$ 28.100.282	\$ 26.282.840	\$ 26.300.053	\$ 26.317.243	\$ 26.334.410	\$ 60.663.132
65 %	79 %	93 %	106 %	120 %	133 %	164 %

Tabla F.11: Flujo de caja proyecto financiado caso 2.1, planta 16,5
[ton_{H₂}/día].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633
Costos Operacionales Variables		\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519
Costos Operacionales Fijos		\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790
Gastos Financieros		\$ -4.080.000	\$ -3.667.773	\$ -3.230.813	\$ -2.767.635	\$ -2.276.667
Depreciación Legal		\$ -9.346.438	\$ -9.346.438	\$ -9.346.438	\$ -9.346.438	\$ -9.346.438
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 19.113.886	\$ 19.526.112	\$ 19.963.073	\$ 20.426.250	\$ 20.917.219
Impuesto (27%)		\$ -5.160.749	\$ -5.272.050	\$ -5.390.030	\$ -5.515.088	\$ -5.647.649
Utilidad despues del impuesto		\$ 13.953.137	\$ 14.254.062	\$ 14.573.043	\$ 14.911.163	\$ 15.269.570
Depreciación legal		\$ 9.346.438	\$ 9.346.438	\$ 9.346.438	\$ 9.346.438	\$ 9.346.438
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 23.299.575	\$ 23.600.500	\$ 23.919.481	\$ 24.257.601	\$ 24.616.008
Inversión	\$ -225.903.238					
Capital de trabajo	\$ -33.885.486					
Recuperacion del capital de trabajo						
Préstamo	\$ 68.000.000					
Amortización préstamo		\$ -6.870.444	\$ -7.282.671	\$ -7.719.631	\$ -8.182.809	\$ -8.673.777
Flujo de Capitales	\$ -191.788.724	\$ -6.870.444	\$ -7.282.671	\$ -7.719.631	\$ -8.182.809	\$ -8.673.777
Flujo de Caja	\$ -191.788.724	\$ 16.429.131	\$ 16.317.830	\$ 16.199.850	\$ 16.074.792	\$ 15.942.231
ROI		-91 %	-83 %	-74 %	-66 %	-58 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633
\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519
\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790
\$ -1.756.240	\$ -1.204.588	\$ -619.836					
\$ -9.346.438	\$ -9.346.438	\$ -9.338.095	\$ -9.338.095	\$ -9.338.095	\$ -7.954.972	\$ -7.954.972	\$ -7.954.972
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 21.437.646	\$ 21.989.298	\$ 22.582.392	\$ 23.202.229	\$ 23.202.229	\$ 24.585.352	\$ 24.585.352	\$ 24.585.352
\$ -5.788.164	\$ -5.937.110	\$ -6.097.246	\$ -6.264.602	\$ -6.264.602	\$ -6.638.045	\$ -6.638.045	\$ -6.638.045
\$ 15.649.481	\$ 16.052.187	\$ 16.485.146	\$ 16.937.627	\$ 16.937.627	\$ 17.947.307	\$ 17.947.307	\$ 17.947.307
\$ 9.346.438	\$ 9.346.438	\$ 9.338.095	\$ 9.338.095	\$ 9.338.095	\$ 7.954.972	\$ 7.954.972	\$ 7.954.972
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 24.995.920	\$ 25.398.626	\$ 25.823.242	\$ 26.275.722	\$ 26.275.722	\$ 25.902.279	\$ 25.902.279	\$ 25.902.279
\$ -9.194.204	\$ -9.745.856	\$ -10.330.608					
\$ -9.194.204	\$ -9.745.856	\$ -10.330.608	0	0	0	0	0
\$ 15.801.716	\$ 15.652.770	\$ 15.492.634	\$ 26.275.722	\$ 26.275.722	\$ 25.902.279	\$ 25.902.279	\$ 25.902.279
-50 %	-41 %	-33 %	-20 %	-6 %	8 %	21 %	35 %

14	15	16	17	18	19	20
\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633
\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519
\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790	\$ -6.607.790
\$ -7.954.972	\$ -7.954.972	\$ -1.158.478	\$ -1.158.478	\$ -1.158.478	\$ -1.158.478	\$ -1.158.478
0	0	0	0	0	0	0
\$ 24.585.352	\$ 24.585.352	\$ 31.381.846	\$ 31.381.846	\$ 31.381.846	\$ 31.381.846	\$ 31.381.846
\$ -6.638.045	\$ -6.638.045	\$ -8.473.098	\$ -8.473.098	\$ -8.473.098	\$ -8.473.098	\$ -8.473.098
\$ 17.947.307	\$ 17.947.307	\$ 22.908.748	\$ 22.908.748	\$ 22.908.748	\$ 22.908.748	\$ 22.908.748
\$ 7.954.972	\$ 7.954.972	\$ 1.158.478	\$ 1.158.478	\$ 1.158.478	\$ 1.158.478	\$ 1.158.478
0	0	0	0	0	0	0
\$ 25.902.279	\$ 25.902.279	\$ 24.067.226	\$ 24.067.226	\$ 24.067.226	\$ 24.067.226	\$ 24.067.226
						\$ 33.885.486
0	0	0	0	0	0	\$ 33.885.486
\$ 25.902.279	\$ 25.902.279	\$ 24.067.226	\$ 24.067.226	\$ 24.067.226	\$ 24.067.226	\$ 57.952.711
48 %	62 %	74 %	87 %	99 %	112 %	142 %

Tabla F.12: Flujo de caja proyecto financiado caso 2.2, planta 16,5
[ton_{H₂}/día].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633
Costos Operacionales Variables		\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519
Costos Operacionales Fijos		\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181
Gastos Financieros		\$ -4.080.000	\$ -3.667.773	\$ -3.230.813	\$ -2.767.635	\$ -2.276.667
Depreciación Legal		\$ -9.568.066	\$ -9.568.066	\$ -9.568.066	\$ -9.568.066	\$ -9.568.066
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 18.307.867	\$ 18.720.094	\$ 19.157.054	\$ 19.620.232	\$ 20.111.200
Impuesto (27%)		\$ -4.943.124	\$ -5.054.425	\$ -5.172.405	\$ -5.297.463	\$ -5.430.024
Utilidad despues del impuesto		\$ 13.364.743	\$ 13.665.668	\$ 13.984.649	\$ 14.322.769	\$ 14.681.176
Depreciación legal		\$ 9.568.066	\$ 9.568.066	\$ 9.568.066	\$ 9.568.066	\$ 9.568.066
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 22.932.809	\$ 23.233.734	\$ 23.552.715	\$ 23.890.835	\$ 24.249.242
Inversión	\$ -228.743.844					
Capital de trabajo	\$ -34.311.577					
Recuperacion del capital de trabajo						
Préstamo	\$ 68.000.000					
Amortización préstamo		\$ -6.870.444	\$ -7.282.671	\$ -7.719.631	\$ -8.182.809	\$ -8.673.777
Flujo de Capitales	\$ -195.055.421	\$ -6.870.444	\$ -7.282.671	\$ -7.719.631	\$ -8.182.809	\$ -8.673.777
Flujo de Caja	\$ -195.055.421	\$ 16.062.365	\$ 15.951.063	\$ 15.833.084	\$ 15.708.026	\$ 15.575.465
ROI		-92 %	-84 %	-75 %	-67 %	-59 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633
\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519
\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181
\$ -1.756.240	\$ -1.204.588	\$ -619.836					
\$ -9.568.066	\$ -9.568.066	\$ -9.357.423	\$ -9.357.423	\$ -9.357.423	\$ -7.968.143	\$ -7.968.143	\$ -7.968.143
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 20.631.627	\$ 21.183.279	\$ 21.978.674	\$ 22.598.510	\$ 22.598.510	\$ 23.987.790	\$ 23.987.790	\$ 23.987.790
\$ -5.570.539	\$ -5.719.485	\$ -5.934.242	\$ -6.101.598	\$ -6.101.598	\$ -6.476.703	\$ -6.476.703	\$ -6.476.703
\$ 15.061.088	\$ 15.463.794	\$ 16.044.432	\$ 16.496.912	\$ 16.496.912	\$ 17.511.086	\$ 17.511.086	\$ 17.511.086
\$ 9.568.066	\$ 9.568.066	\$ 9.357.423	\$ 9.357.423	\$ 9.357.423	\$ 7.968.143	\$ 7.968.143	\$ 7.968.143
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 24.629.153	\$ 25.031.860	\$ 25.401.854	\$ 25.854.335	\$ 25.854.335	\$ 25.479.230	\$ 25.479.230	\$ 25.479.230
\$ -9.194.204	\$ -9.745.856	\$ -10.330.608					
\$ -9.194.204	\$ -9.745.856	\$ -10.330.608	0	0	0	0	0
\$ 15.434.949	\$ 15.286.003	\$ 15.071.247	\$ 25.854.335	\$ 25.854.335	\$ 25.479.230	\$ 25.479.230	\$ 25.479.230
-52 %	-44 %	-36 %	-23 %	-9 %	4 %	17 %	30 %

14	15	16	17	18	19	20
\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633	\$ 60.896.633
\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519	\$ -21.748.519
\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181	\$ -7.192.181
\$ -7.968.143	\$ -7.968.143	\$ -1.173.045	\$ -1.173.045	\$ -1.173.045	\$ -1.173.045	\$ -1.173.045
0	0	0	0	0	0	0
\$ 23.987.790	\$ 23.987.790	\$ 30.782.887	\$ 30.782.887	\$ 30.782.887	\$ 30.782.887	\$ 30.782.887
\$ -6.476.703	\$ -6.476.703	\$ -8.311.380	\$ -8.311.380	\$ -8.311.380	\$ -8.311.380	\$ -8.311.380
\$ 17.511.086	\$ 17.511.086	\$ 22.471.508	\$ 22.471.508	\$ 22.471.508	\$ 22.471.508	\$ 22.471.508
\$ 7.968.143	\$ 7.968.143	\$ 1.173.045	\$ 1.173.045	\$ 1.173.045	\$ 1.173.045	\$ 1.173.045
0	0	0	0	0	0	0
\$ 25.479.230	\$ 25.479.230	\$ 23.644.553	\$ 23.644.553	\$ 23.644.553	\$ 23.644.553	\$ 23.644.553
						\$ 34.311.577
0	0	0	0	0	0	\$ 34.311.577
\$ 25.479.230	\$ 25.479.230	\$ 23.644.553	\$ 23.644.553	\$ 23.644.553	\$ 23.644.553	\$ 57.956.130
43 %	56 %	68 %	80 %	92 %	104 %	134 %

Anexo G. Flujos de caja alternativa *ongrid*

Tabla G.1: Flujo de caja proyecto puro caso 2.1, planta 13 [$ton_{H_2}/\text{día}$].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165
Costos Operacionales Variables		\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935
Costos Operacionales Fijos		\$ -3.368.976	\$ -3.368.976	\$ -3.368.976	\$ -3.368.976	\$ -3.368.976
Gastos Financieros						
Depreciación Legal		\$ -3.809.784	\$ -3.809.784	\$ -3.809.784	\$ -3.809.784	\$ -3.809.784
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 23.673.470	\$ 23.673.470	\$ 23.673.470	\$ 23.673.470	\$ 23.673.470
Impuesto (27%)		\$ -6.391.837	\$ -6.391.837	\$ -6.391.837	\$ -6.391.837	\$ -6.391.837
Utilidad despues del impuesto		\$ 17.281.633	\$ 17.281.633	\$ 17.281.633	\$ 17.281.633	\$ 17.281.633
Depreciación legal		\$ 3.809.784	\$ 3.809.784	\$ 3.809.784	\$ 3.809.784	\$ 3.809.784
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 21.091.417	\$ 21.091.417	\$ 21.091.417	\$ 21.091.417	\$ 21.091.417
Inversión	\$ -91.663.129					
Capital de trabajo	\$ -13.749.469					
Recuperacion del capital de trabajo						
Préstamo						
Amortización préstamo						
Flujo de Capitales	\$ -105.412.598	0	0	0	0	0
Flujo de Caja	\$ -105.412.598	\$ 21.091.417	\$ 21.091.417	\$ 21.091.417	\$ 21.091.417	\$ 21.091.417
ROI		-80%	-60%	-40%	-20%	0%

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165
\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935
\$ -3.368.976	\$ -3.368.976	\$ -3.368.976	\$ -3.368.976	\$ -3.368.976	\$ -3.368.976	\$ -3.368.976	\$ -3.368.976
\$ -3.809.784	\$ -3.809.784	\$ -3.801.441	\$ -3.801.441	\$ -3.801.441	\$ -3.196.125	\$ -3.196.125	\$ -3.196.125
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 23.673.470	\$ 23.673.470	\$ 23.681.814	\$ 23.681.814	\$ 23.681.814	\$ 24.287.129	\$ 24.287.129	\$ 24.287.129
\$ -6.391.837	\$ -6.391.837	\$ -6.394.090	\$ -6.394.090	\$ -6.394.090	\$ -6.557.525	\$ -6.557.525	\$ -6.557.525
\$ 17.281.633	\$ 17.281.633	\$ 17.287.724	\$ 17.287.724	\$ 17.287.724	\$ 17.729.604	\$ 17.729.604	\$ 17.729.604
\$ 3.809.784	\$ 3.809.784	\$ 3.801.441	\$ 3.801.441	\$ 3.801.441	\$ 3.196.125	\$ 3.196.125	\$ 3.196.125
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 21.091.417	\$ 21.091.417	\$ 21.089.164	\$ 21.089.164	\$ 21.089.164	\$ 20.925.729	\$ 20.925.729	\$ 20.925.729
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 21.091.417	\$ 21.091.417	\$ 21.089.164	\$ 21.089.164	\$ 21.089.164	\$ 20.925.729	\$ 20.925.729	\$ 20.925.729
20%	40%	60%	80%	100%	120%	140%	160%

14	15	16	17	18	19	20
\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165
\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935
\$ -3.368.976	\$ -3.368.976	\$ -3.368.976	\$ -3.368.976	\$ -3.368.976	\$ -3.368.976	\$ -3.368.976
\$ -3.196.125	\$ -3.196.125	\$ -470.067	\$ -470.067	\$ -470.067	\$ -470.067	\$ -470.067
0	0	0	0	0	0	0
\$ 24.287.129	\$ 24.287.129	\$ 27.013.187	\$ 27.013.187	\$ 27.013.187	\$ 27.013.187	\$ 27.013.187
\$ -6.557.525	\$ -6.557.525	\$ -7.293.560	\$ -7.293.560	\$ -7.293.560	\$ -7.293.560	\$ -7.293.560
\$ 17.729.604	\$ 17.729.604	\$ 19.719.626	\$ 19.719.626	\$ 19.719.626	\$ 19.719.626	\$ 19.719.626
\$ 3.196.125	\$ 3.196.125	\$ 470.067	\$ 470.067	\$ 470.067	\$ 470.067	\$ 470.067
0	0	0	0	0	0	0
\$ 20.925.729	\$ 20.925.729	\$ 20.189.694	\$ 20.189.694	\$ 20.189.694	\$ 20.189.694	\$ 20.189.694
						\$ 13.749.469
0	0	0	0	0	0	\$ 13.749.469
\$ 20.925.729	\$ 20.925.729	\$ 20.189.694	\$ 20.189.694	\$ 20.189.694	\$ 20.189.694	\$ 33.939.163
179%	199%	218%	238%	257%	276%	308%

Tabla G.2: Flujo de caja proyecto puro caso 2.2, planta 13 [ton_{H₂}/día].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165
Costos Operacionales Variables		\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935
Costos Operacionales Fijos		\$ -4.168.411	\$ -4.168.411	\$ -4.168.411	\$ -4.168.411	\$ -4.168.411
Gastos Financieros						
Depreciación Legal		\$ -4.664.676	\$ -4.664.676	\$ -4.664.676	\$ -4.664.676	\$ -4.664.676
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 22.019.143	\$ 22.019.143	\$ 22.019.143	\$ 22.019.143	\$ 22.019.143
Impuesto (27%)		\$ -5.945.169	\$ -5.945.169	\$ -5.945.169	\$ -5.945.169	\$ -5.945.169
Utilidad despues del impuesto		\$ 16.073.975	\$ 16.073.975	\$ 16.073.975	\$ 16.073.975	\$ 16.073.975
Depreciación legal		\$ 4.664.676	\$ 4.664.676	\$ 4.664.676	\$ 4.664.676	\$ 4.664.676
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 20.738.651	\$ 20.738.651	\$ 20.738.651	\$ 20.738.651	\$ 20.738.651
Inversión	\$ -105.886.533					
Capital de trabajo	\$ -15.882.980					
Recuperacion del capital de trabajo						
Préstamo						
Amortización préstamo						
Flujo de Capitales	\$ -121.769.513	0	0	0	0	0
Flujo de Caja	\$ -121.769.513	\$ 20.738.651	\$ 20.738.651	\$ 20.738.651	\$ 20.738.651	\$ 20.738.651
ROI		-83 %	-66 %	-49 %	-32 %	-15 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165
\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935
\$ -4.168.411	\$ -4.168.411	\$ -4.168.411	\$ -4.168.411	\$ -4.168.411	\$ -4.168.411	\$ -4.168.411	\$ -4.168.411
\$ -4.664.676	\$ -4.664.676	\$ -4.482.933	\$ -4.482.933	\$ -4.482.933	\$ -3.268.013	\$ -3.268.013	\$ -3.268.013
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 22.019.143	\$ 22.019.143	\$ 22.200.887	\$ 22.200.887	\$ 22.200.887	\$ 23.415.806	\$ 23.415.806	\$ 23.415.806
\$ -5.945.169	\$ -5.945.169	\$ -5.994.239	\$ -5.994.239	\$ -5.994.239	\$ -6.322.268	\$ -6.322.268	\$ -6.322.268
\$ 16.073.975	\$ 16.073.975	\$ 16.206.647	\$ 16.206.647	\$ 16.206.647	\$ 17.093.538	\$ 17.093.538	\$ 17.093.538
\$ 4.664.676	\$ 4.664.676	\$ 4.482.933	\$ 4.482.933	\$ 4.482.933	\$ 3.268.013	\$ 3.268.013	\$ 3.268.013
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 20.738.651	\$ 20.738.651	\$ 20.689.580	\$ 20.689.580	\$ 20.689.580	\$ 20.361.552	\$ 20.361.552	\$ 20.361.552
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 20.738.651	\$ 20.738.651	\$ 20.689.580	\$ 20.689.580	\$ 20.689.580	\$ 20.361.552	\$ 20.361.552	\$ 20.361.552
2 %	19 %	36 %	53 %	70 %	87 %	104 %	120 %

14	15	16	17	18	19	20
\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165	\$ 47.979.165
\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935	\$ -17.126.935
\$ -4.168.411	\$ -4.168.411	\$ -4.168.411	\$ -4.168.411	\$ -4.168.411	\$ -4.168.411	\$ -4.168.411
\$ -3.268.013	\$ -3.268.013	\$ -543.008	\$ -543.008	\$ -543.008	\$ -543.008	\$ -543.008
0	0	0	0	0	0	0
\$ 23.415.806	\$ 23.415.806	\$ 26.140.811	\$ 26.140.811	\$ 26.140.811	\$ 26.140.811	\$ 26.140.811
\$ -6.322.268	\$ -6.322.268	\$ -7.058.019	\$ -7.058.019	\$ -7.058.019	\$ -7.058.019	\$ -7.058.019
\$ 17.093.538	\$ 17.093.538	\$ 19.082.792	\$ 19.082.792	\$ 19.082.792	\$ 19.082.792	\$ 19.082.792
\$ 3.268.013	\$ 3.268.013	\$ 543.008	\$ 543.008	\$ 543.008	\$ 543.008	\$ 543.008
0	0	0	0	0	0	0
\$ 20.361.552	\$ 20.361.552	\$ 19.625.800	\$ 19.625.800	\$ 19.625.800	\$ 19.625.800	\$ 19.625.800
						\$ 15.882.980
0	0	0	0	0	0	\$ 15.882.980
\$ 20.361.552	\$ 20.361.552	\$ 19.625.800	\$ 19.625.800	\$ 19.625.800	\$ 19.625.800	\$ 35.508.780
137 %	154 %	170 %	186 %	202 %	218 %	247 %

Tabla G.3: Flujo de caja proyecto puro caso 2.1, planta 23 [ton_{H₂}/día].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215
Costos Operacionales Variables		\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876
Costos Operacionales Fijos		\$ -5.446.899	\$ -5.446.899	\$ -5.446.899	\$ -5.446.899	\$ -5.446.899
Gastos Financieros						
Depreciación Legal		\$ -6.526.909	\$ -6.526.909	\$ -6.526.909	\$ -6.526.909	\$ -6.526.909
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 42.600.532	\$ 42.600.532	\$ 42.600.532	\$ 42.600.532	\$ 42.600.532
Impuesto (27%)		\$ -11.502.144	\$ -11.502.144	\$ -11.502.144	\$ -11.502.144	\$ -11.502.144
Utilidad despues del impuesto		\$ 31.098.388	\$ 31.098.388	\$ 31.098.388	\$ 31.098.388	\$ 31.098.388
Depreciación legal		\$ 6.526.909	\$ 6.526.909	\$ 6.526.909	\$ 6.526.909	\$ 6.526.909
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 37.625.297	\$ 37.625.297	\$ 37.625.297	\$ 37.625.297	\$ 37.625.297
Inversión	\$ -157.847.148					
Capital de trabajo	\$ -23.677.072					
Recuperacion del capital de trabajo						
Préstamo						
Amortización préstamo						
Flujo de Capitales	\$ -181.524.220	0	0	0	0	0
Flujo de Caja	\$ -181.524.220	\$ 37.625.297	\$ 37.625.297	\$ 37.625.297	\$ 37.625.297	\$ 37.625.297
ROI		-79 %	-59 %	-38 %	-17 %	4 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215
\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876
\$ -5.446.899	\$ -5.446.899	\$ -5.446.899	\$ -5.446.899	\$ -5.446.899	\$ -5.446.899	\$ -5.446.899	\$ -5.446.899
\$ -6.526.909	\$ -6.526.909	\$ -6.518.566	\$ -6.518.566	\$ -6.518.566	\$ -5.567.548	\$ -5.567.548	\$ -5.567.548
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 42.600.532	\$ 42.600.532	\$ 42.608.875	\$ 42.608.875	\$ 42.608.875	\$ 43.559.892	\$ 43.559.892	\$ 43.559.892
\$ -11.502.144	\$ -11.502.144	\$ -11.504.396	\$ -11.504.396	\$ -11.504.396	\$ -11.761.171	\$ -11.761.171	\$ -11.761.171
\$ 31.098.388	\$ 31.098.388	\$ 31.104.479	\$ 31.104.479	\$ 31.104.479	\$ 31.798.721	\$ 31.798.721	\$ 31.798.721
\$ 6.526.909	\$ 6.526.909	\$ 6.518.566	\$ 6.518.566	\$ 6.518.566	\$ 5.567.548	\$ 5.567.548	\$ 5.567.548
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 37.625.297	\$ 37.625.297	\$ 37.623.045	\$ 37.623.045	\$ 37.623.045	\$ 37.366.270	\$ 37.366.270	\$ 37.366.270
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 37.625.297	\$ 37.625.297	\$ 37.623.045	\$ 37.623.045	\$ 37.623.045	\$ 37.366.270	\$ 37.366.270	\$ 37.366.270
24 %	45 %	66 %	87 %	107 %	128 %	148 %	169 %

14	15	16	17	18	19	20
\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215
\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876
\$ -5.446.899	\$ -5.446.899	\$ -5.446.899	\$ -5.446.899	\$ -5.446.899	\$ -5.446.899	\$ -5.446.899
\$ -5.567.548	\$ -5.567.548	\$ -809.473	\$ -809.473	\$ -809.473	\$ -809.473	\$ -809.473
0	0	0	0	0	0	0
\$ 43.559.892	\$ 43.559.892	\$ 48.317.968	\$ 48.317.968	\$ 48.317.968	\$ 48.317.968	\$ 48.317.968
\$ -11.761.171	\$ -11.761.171	\$ -13.045.851	\$ -13.045.851	\$ -13.045.851	\$ -13.045.851	\$ -13.045.851
\$ 31.798.721	\$ 31.798.721	\$ 35.272.117	\$ 35.272.117	\$ 35.272.117	\$ 35.272.117	\$ 35.272.117
\$ 5.567.548	\$ 5.567.548	\$ 809.473	\$ 809.473	\$ 809.473	\$ 809.473	\$ 809.473
0	0	0	0	0	0	0
\$ 37.366.270	\$ 37.366.270	\$ 36.081.589	\$ 36.081.589	\$ 36.081.589	\$ 36.081.589	\$ 36.081.589
						\$ 23.677.072
0	0	0	0	0	0	\$ 23.677.072
\$ 37.366.270	\$ 37.366.270	\$ 36.081.589	\$ 36.081.589	\$ 36.081.589	\$ 36.081.589	\$ 59.758.662
190 %	210 %	230 %	250 %	270 %	290 %	323 %

Tabla G.4: Flujo de caja proyecto puro caso 2.2, planta 23 [ton_{H₂}/día].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215
Costos Operacionales Variables		\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876
Costos Operacionales Fijos		\$ -6.759.641	\$ -6.759.641	\$ -6.759.641	\$ -6.759.641	\$ -6.759.641
Gastos Financieros						
Depreciación Legal		\$ -7.889.474	\$ -7.889.474	\$ -7.889.474	\$ -7.889.474	\$ -7.889.474
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 39.925.225	\$ 39.925.225	\$ 39.925.225	\$ 39.925.225	\$ 39.925.225
Impuesto (27%)		\$ -10.779.811	\$ -10.779.811	\$ -10.779.811	\$ -10.779.811	\$ -10.779.811
Utilidad despues del impuesto		\$ 29.145.414	\$ 29.145.414	\$ 29.145.414	\$ 29.145.414	\$ 29.145.414
Depreciación legal		\$ 7.889.474	\$ 7.889.474	\$ 7.889.474	\$ 7.889.474	\$ 7.889.474
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 37.034.888	\$ 37.034.888	\$ 37.034.888	\$ 37.034.888	\$ 37.034.888
Inversión	\$ -180.453.444					
Capital de trabajo	\$ -27.068.017					
Recuperacion del capital de trabajo						
Préstamo						
Amortización préstamo						
Flujo de Capitales	\$ -207.521.461	0	0	0	0	0
Flujo de Caja	\$ -207.521.461	\$ 37.034.888	\$ 37.034.888	\$ 37.034.888	\$ 37.034.888	\$ 37.034.888
ROI		-82 %	-64 %	-46 %	-29 %	-11 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215
\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876
\$ -6.759.641	\$ -6.759.641	\$ -6.759.641	\$ -6.759.641	\$ -6.759.641	\$ -6.759.641	\$ -6.759.641	\$ -6.759.641
\$ -7.889.474	\$ -7.889.474	\$ -7.592.131	\$ -7.592.131	\$ -7.592.131	\$ -5.682.203	\$ -5.682.203	\$ -5.682.203
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 39.925.225	\$ 39.925.225	\$ 40.222.568	\$ 40.222.568	\$ 40.222.568	\$ 42.132.496	\$ 42.132.496	\$ 42.132.496
\$ -10.779.811	\$ -10.779.811	\$ -10.860.093	\$ -10.860.093	\$ -10.860.093	\$ -11.375.774	\$ -11.375.774	\$ -11.375.774
\$ 29.145.414	\$ 29.145.414	\$ 29.362.474	\$ 29.362.474	\$ 29.362.474	\$ 30.756.722	\$ 30.756.722	\$ 30.756.722
\$ 7.889.474	\$ 7.889.474	\$ 7.592.131	\$ 7.592.131	\$ 7.592.131	\$ 5.682.203	\$ 5.682.203	\$ 5.682.203
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 37.034.888	\$ 37.034.888	\$ 36.954.605	\$ 36.954.605	\$ 36.954.605	\$ 36.438.925	\$ 36.438.925	\$ 36.438.925
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 37.034.888	\$ 37.034.888	\$ 36.954.605	\$ 36.954.605	\$ 36.954.605	\$ 36.438.925	\$ 36.438.925	\$ 36.438.925
7 %	25 %	43 %	61 %	78 %	96 %	113 %	131 %

14	15	16	17	18	19	20
\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215	\$ 84.886.215
\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876	\$ -30.311.876
\$ -6.759.641	\$ -6.759.641	\$ -6.759.641	\$ -6.759.641	\$ -6.759.641	\$ -6.759.641	\$ -6.759.641
\$ -5.682.203	\$ -5.682.203	\$ -925.402	\$ -925.402	\$ -925.402	\$ -925.402	\$ -925.402
0	0	0	0	0	0	0
\$ 42.132.496	\$ 42.132.496	\$ 46.889.296	\$ 46.889.296	\$ 46.889.296	\$ 46.889.296	\$ 46.889.296
\$ -11.375.774	\$ -11.375.774	\$ -12.660.110	\$ -12.660.110	\$ -12.660.110	\$ -12.660.110	\$ -12.660.110
\$ 30.756.722	\$ 30.756.722	\$ 34.229.186	\$ 34.229.186	\$ 34.229.186	\$ 34.229.186	\$ 34.229.186
\$ 5.682.203	\$ 5.682.203	\$ 925.402	\$ 925.402	\$ 925.402	\$ 925.402	\$ 925.402
0	0	0	0	0	0	0
\$ 36.438.925	\$ 36.438.925	\$ 35.154.588	\$ 35.154.588	\$ 35.154.588	\$ 35.154.588	\$ 35.154.588
						\$ 27.068.017
0	0	0	0	0	0	\$ 27.068.017
\$ 36.438.925	\$ 36.438.925	\$ 35.154.588	\$ 35.154.588	\$ 35.154.588	\$ 35.154.588	\$ 62.222.605
149 %	166 %	183 %	200 %	217 %	234 %	264 %

Tabla G.5: Flujo de caja proyecto puro caso 2.1, planta 33 [ton_{H₂}/día].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 121.793.266	\$ 121.793.266	\$ 121.793.266	\$ 121.793.266	\$ 121.793.266
Costos Operacionales Variables		\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038
Costos Operacionales Fijos		\$ -7.339.495	\$ -7.339.495	\$ -7.339.495	\$ -7.339.495	\$ -7.339.495
Gastos Financieros						
Depreciación Legal		\$ -9.346.438	\$ -9.346.438	\$ -9.346.438	\$ -9.346.438	\$ -9.346.438
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 61.610.294	\$ 61.610.294	\$ 61.610.294	\$ 61.610.294	\$ 61.610.294
Impuesto (27%)		\$ -16.634.779	\$ -16.634.779	\$ -16.634.779	\$ -16.634.779	\$ -16.634.779
Utilidad despues del impuesto		\$ 44.975.515	\$ 44.975.515	\$ 44.975.515	\$ 44.975.515	\$ 44.975.515
Depreciación legal		\$ 9.346.438	\$ 9.346.438	\$ 9.346.438	\$ 9.346.438	\$ 9.346.438
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 54.321.953	\$ 54.321.953	\$ 54.321.953	\$ 54.321.953	\$ 54.321.953
Inversión	\$ -225.903.238					
Capital de trabajo	\$ -33.885.486					
Recuperacion del capital de trabajo						
Préstamo						
Amortización préstamo						
Flujo de Capitales	\$ -259.788.724	0	0	0	0	0
Flujo de Caja	\$ -259.788.724	\$ 54.321.953	\$ 54.321.953	\$ 54.321.953	\$ 54.321.953	\$ 54.321.953
ROI		-79 %	-58 %	-37 %	-16 %	5 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 121.793.266	\$ 121.793.266	\$ 121.793.266	\$ 121.793.266	\$ 121.793.266	\$ 121.793.266	\$ 121.793.266	\$ 121.793.266
\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038
\$ -7.339.495	\$ -7.339.495	\$ -7.339.495	\$ -7.339.495	\$ -7.339.495	\$ -7.339.495	\$ -7.339.495	\$ -7.339.495
\$ -9.346.438	\$ -9.346.438	\$ -9.338.095	\$ -9.338.095	\$ -9.338.095	\$ -7.954.972	\$ -7.954.972	\$ -7.954.972
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 61.610.294	\$ 61.610.294	\$ 61.618.637	\$ 61.618.637	\$ 61.618.637	\$ 63.001.760	\$ 63.001.760	\$ 63.001.760
\$ -16.634.779	\$ -16.634.779	\$ -16.637.032	\$ -16.637.032	\$ -16.637.032	\$ -17.010.475	\$ -17.010.475	\$ -17.010.475
\$ 44.975.515	\$ 44.975.515	\$ 44.981.605	\$ 44.981.605	\$ 44.981.605	\$ 45.991.285	\$ 45.991.285	\$ 45.991.285
\$ 9.346.438	\$ 9.346.438	\$ 9.338.095	\$ 9.338.095	\$ 9.338.095	\$ 7.954.972	\$ 7.954.972	\$ 7.954.972
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 54.321.953	\$ 54.321.953	\$ 54.319.700	\$ 54.319.700	\$ 54.319.700	\$ 53.946.257	\$ 53.946.257	\$ 53.946.257
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 54.321.953	\$ 54.321.953	\$ 54.319.700	\$ 54.319.700	\$ 54.319.700	\$ 53.946.257	\$ 53.946.257	\$ 53.946.257
25 %	46 %	67 %	88 %	109 %	130 %	151 %	171 %

14	15	16	17	18	19	20
\$ 121.793.266	\$ 121.793.266	\$ 121.793.266	\$ 121.793.266	\$ 121.793.266	\$ 121.793.266	\$ 121.793.266
\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038
\$ -7.339.495	\$ -7.339.495	\$ -7.339.495	\$ -7.339.495	\$ -7.339.495	\$ -7.339.495	\$ -7.339.495
\$ -7.954.972	\$ -7.954.972	\$ -1.158.478	\$ -1.158.478	\$ -1.158.478	\$ -1.158.478	\$ -1.158.478
0	0	0	0	0	0	0
\$ 63.001.760	\$ 63.001.760	\$ 69.798.254	\$ 69.798.254	\$ 69.798.254	\$ 69.798.254	\$ 69.798.254
\$ -17.010.475	\$ -17.010.475	\$ -18.845.529	\$ -18.845.529	\$ -18.845.529	\$ -18.845.529	\$ -18.845.529
\$ 45.991.285	\$ 45.991.285	\$ 50.952.726	\$ 50.952.726	\$ 50.952.726	\$ 50.952.726	\$ 50.952.726
\$ 7.954.972	\$ 7.954.972	\$ 1.158.478	\$ 1.158.478	\$ 1.158.478	\$ 1.158.478	\$ 1.158.478
0	0	0	0	0	0	0
\$ 53.946.257	\$ 53.946.257	\$ 52.111.204	\$ 52.111.204	\$ 52.111.204	\$ 52.111.204	\$ 52.111.204
						\$ 33.885.486
0	0	0	0	0	0	\$ 33.885.486
\$ 53.946.257	\$ 53.946.257	\$ 52.111.204	\$ 52.111.204	\$ 52.111.204	\$ 52.111.204	\$ 85.996.689
192 %	213 %	233 %	253 %	273 %	293 %	326 %

Tabla G.6: Flujo de caja proyecto puro caso 2.2, planta 33 [ton_{H₂}/día].

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 121.793.266	\$ 121.793.266	\$ 121.793.266	\$ 121.793.266	\$ 121.793.266
Costos Operacionales Variables		\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038
Costos Operacionales Fijos		\$ -9.209.359	\$ -9.209.359	\$ -9.209.359	\$ -9.209.359	\$ -9.209.359
Gastos Financieros						
Depreciación Legal		\$ -11.311.686	\$ -11.311.686	\$ -11.311.686	\$ -11.311.686	\$ -11.311.686
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		\$ 57.775.182	\$ 57.775.182	\$ 57.775.182	\$ 57.775.182	\$ 57.775.182
Impuesto (27%)		\$ -15.599.299	\$ -15.599.299	\$ -15.599.299	\$ -15.599.299	\$ -15.599.299
Utilidad despues del impuesto		\$ 42.175.883	\$ 42.175.883	\$ 42.175.883	\$ 42.175.883	\$ 42.175.883
Depreciación legal		\$ 11.311.686	\$ 11.311.686	\$ 11.311.686	\$ 11.311.686	\$ 11.311.686
Pérdida del ejercicio anterior		0	0	0	0	0
Flujo Operacional		\$ 53.487.569	\$ 53.487.569	\$ 53.487.569	\$ 53.487.569	\$ 53.487.569
Inversión	\$ -258.577.599					
Capital de trabajo	\$ -38.786.640					
Recuperacion del capital de trabajo						
Préstamo						
Amortización préstamo						
Flujo de Capitales	\$ -297.364.239	0	0	0	0	0
Flujo de Caja	\$ -297.364.239	\$ 53.487.569	\$ 53.487.569	\$ 53.487.569	\$ 53.487.569	\$ 53.487.569
ROI		-82 %	-64 %	-46 %	-28 %	-10 %

6	7	8	9	10	11	12	13
\$ 121.793.266	\$ 121.793.266	\$121.793.266	\$121.793.266	\$121.793.266	\$121.793.266	\$121.793.266	\$121.793.266
\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038
\$ -9.209.359	\$ -9.209.359	\$ -9.209.359	\$ -9.209.359	\$ -9.209.359	\$ -9.209.359	\$ -9.209.359	\$ -9.209.359
\$ -11.311.686	\$ -11.311.686	\$ -10.898.743	\$ -10.898.743	\$ -10.898.743	\$ -8.121.137	\$ -8.121.137	\$ -8.121.137
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 57.775.182	\$ 57.775.182	\$ 58.188.125	\$ 58.188.125	\$ 58.188.125	\$ 60.965.731	\$ 60.965.731	\$ 60.965.731
\$ -15.599.299	\$ -15.599.299	\$ -15.710.794	\$ -15.710.794	\$ -15.710.794	\$ -16.460.747	\$ -16.460.747	\$ -16.460.747
\$ 42.175.883	\$ 42.175.883	\$ 42.477.332	\$ 42.477.332	\$ 42.477.332	\$ 44.504.984	\$ 44.504.984	\$ 44.504.984
\$ 11.311.686	\$ 11.311.686	\$ 10.898.743	\$ 10.898.743	\$ 10.898.743	\$ 8.121.137	\$ 8.121.137	\$ 8.121.137
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 53.487.569	\$ 53.487.569	\$ 53.376.074	\$ 53.376.074	\$ 53.376.074	\$ 52.626.120	\$ 52.626.120	\$ 52.626.120
0	0	0	0	0	0	0	0
\$ 53.487.569	\$ 53.487.569	\$ 53.376.074	\$ 53.376.074	\$ 53.376.074	\$ 52.626.120	\$ 52.626.120	\$ 52.626.120
8 %	26 %	44 %	62 %	80 %	97 %	115 %	133 %

14	15	16	17	18	19	20
\$121.793.266	\$121.793.266	\$121.793.266	\$121.793.266	\$121.793.266	\$121.793.266	\$121.793.266
\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038	\$ -43.497.038
\$ -9.209.359	\$ -9.209.359	\$ -9.209.359	\$ -9.209.359	\$ -9.209.359	\$ -9.209.359	\$ -9.209.359
\$ -8.121.137	\$ -8.121.137	\$ -1.326.039	\$ -1.326.039	\$ -1.326.039	\$ -1.326.039	\$ -1.326.039
0	0	0	0	0	0	0
\$ 60.965.731	\$ 60.965.731	\$ 67.760.829	\$ 67.760.829	\$ 67.760.829	\$ 67.760.829	\$ 67.760.829
\$ -16.460.747	\$ -16.460.747	\$ -18.295.424	\$ -18.295.424	\$ -18.295.424	\$ -18.295.424	\$ -18.295.424
\$ 44.504.984	\$ 44.504.984	\$ 49.465.405	\$ 49.465.405	\$ 49.465.405	\$ 49.465.405	\$ 49.465.405
\$ 8.121.137	\$ 8.121.137	\$ 1.326.039	\$ 1.326.039	\$ 1.326.039	\$ 1.326.039	\$ 1.326.039
0	0	0	0	0	0	0
\$ 52.626.120	\$ 52.626.120	\$ 50.791.444	\$ 50.791.444	\$ 50.791.444	\$ 50.791.444	\$ 50.791.444
						\$ 38.786.640
0	0	0	0	0	0	\$ 38.786.640
\$ 52.626.120	\$ 52.626.120	\$ 50.791.444	\$ 50.791.444	\$ 50.791.444	\$ 50.791.444	\$ 89.578.084
151 %	168 %	185 %	202 %	219 %	237 %	267 %

Anexo H. Análisis de sensibilidad para plantas de 11,5 y 16,5 [ton_{H2}/día]

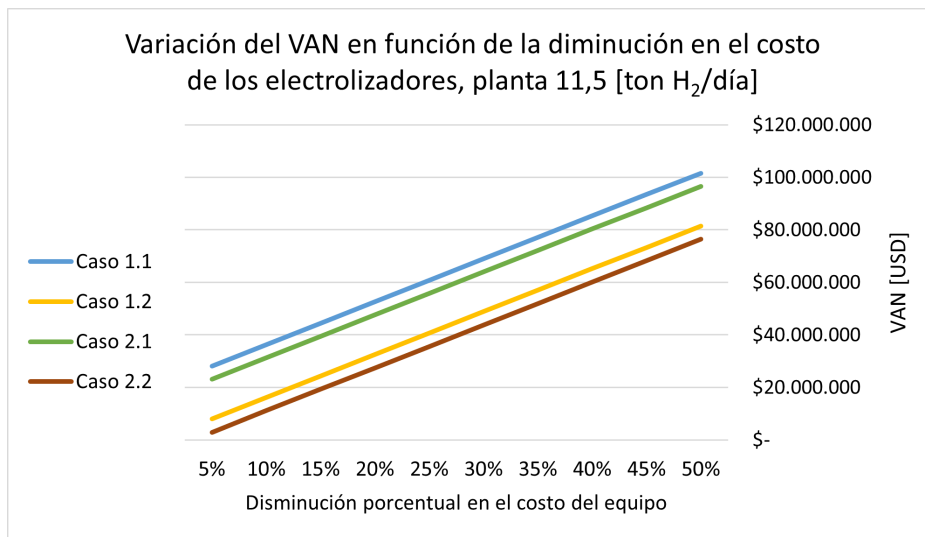


Figura H.1: VAN respecto a la disminución del costo de los electrolizadores, planta 11,5 [ton_{H2}/día].

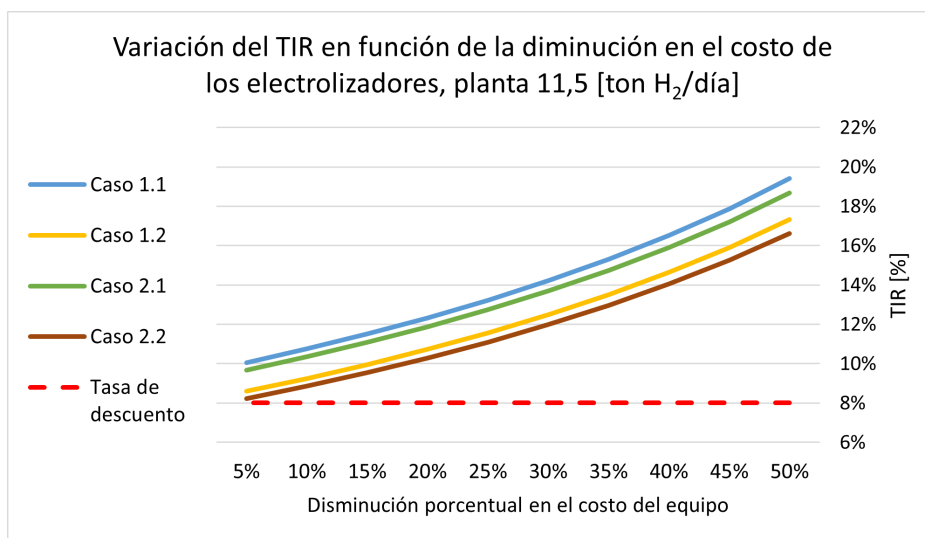


Figura H.2: TIR respecto a la disminución del costo de los electrolizadores, planta 11,5 [ton_{H2}/día].

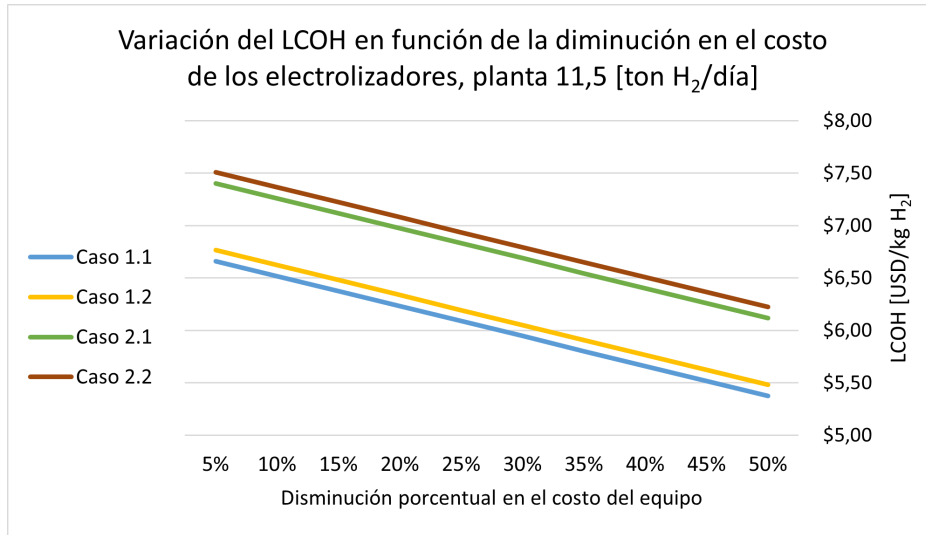


Figura H.3: LCOH respecto a la disminución del costo de los electrolizadores, planta 11,5 [ton_{H₂}/día].

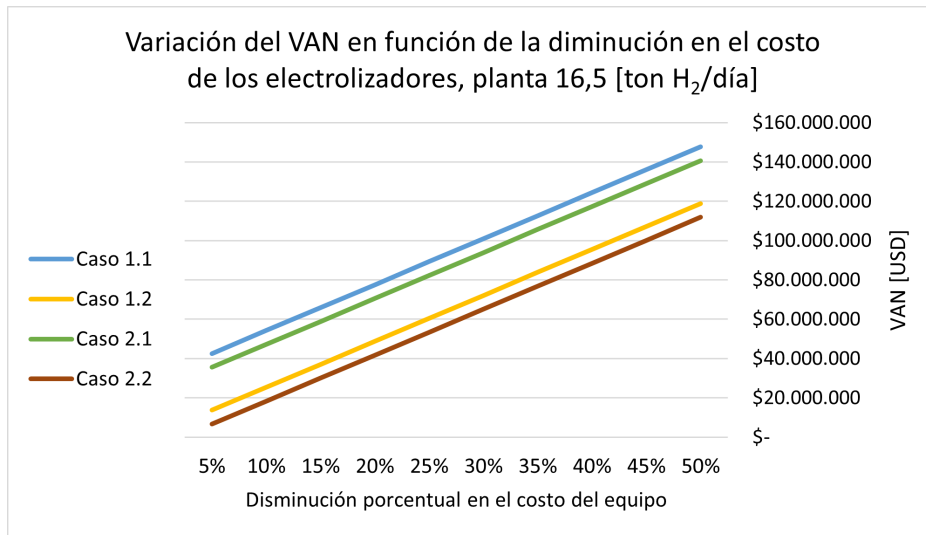


Figura H.4: VAN respecto a la disminución del costo de los electrolizadores, planta 16,5 [ton_{H₂}/día].

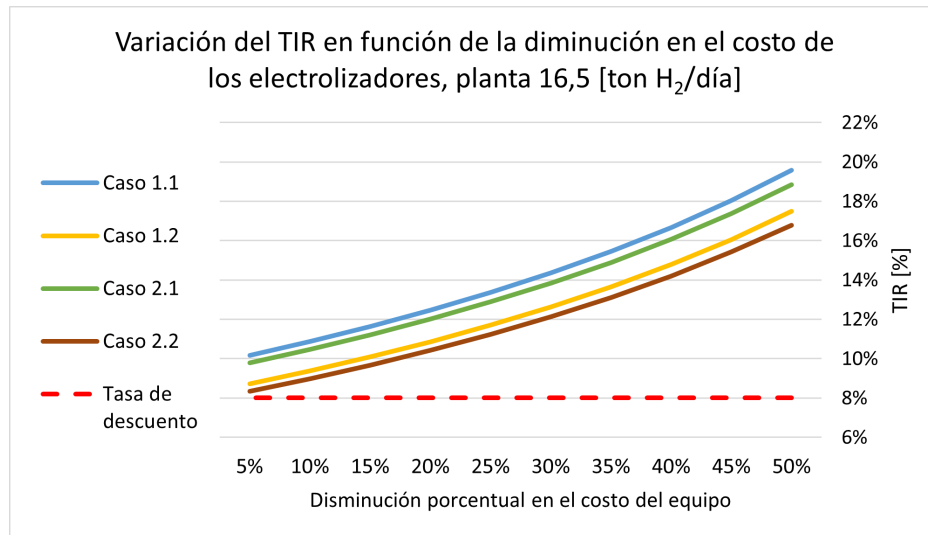


Figura H.5: TIR respecto a la disminución del costo de los electrolizadores, planta 16,5 [ton_{H₂}/día].

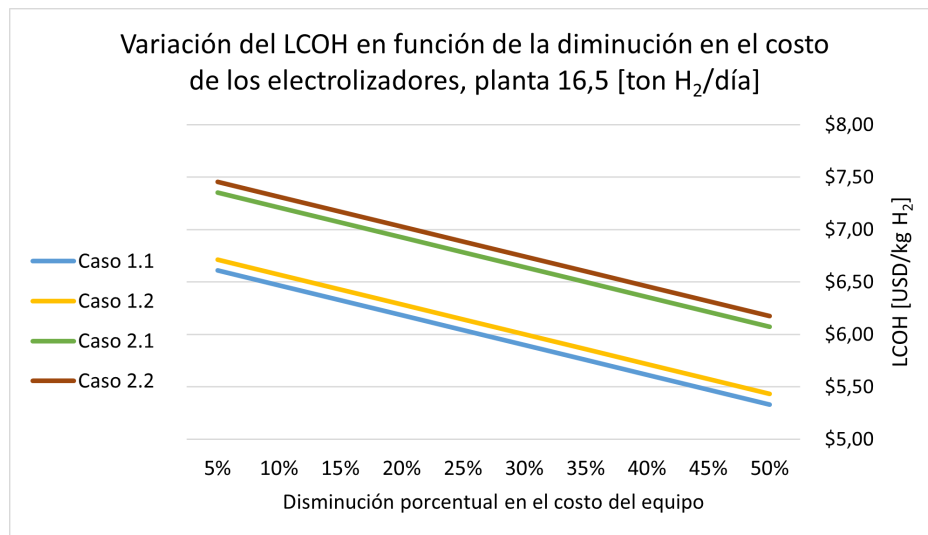


Figura H.6: LCOH respecto a la disminución del costo de los electrolizadores, planta 16,5 [ton_{H₂}/día].