



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

**FACTIBILIDAD DE ESTRATEGIA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON
CELDA DE COMBUSTIBLE BAJO INCERTIDUMBRE PARA PLANTA DE
PROCESAMIENTO DE MINERÍA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

GUILLERMO ARNALDO DEMARÍA BASTÍAS

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO PASCUAL JIMÉNEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
MÓNICA ZAMORA ZAPATA
ALI AKBARIFAKHRABADI

SANTIAGO DE CHILE
2023

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO
POR: GUILLERMO ARNALDO DEMARÍA BASTÍAS
FECHA: 2023
PROF. GUÍA: RODRIGO PASCUAL JIMÉNEZ

FACTIBILIDAD DE ESTRATEGIA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON CELDAS DE COMBUSTIBLE BAJO INCERTIDUMBRE PARA PLANTA DE PROCESAMIENTO DE MINERÍA

La influencia del ser humano en el cambio climático es evidente, e industrias como la gran minería son responsables de grandes externalidades negativas al medioambiente. Las energías renovables y el incentivo para la producción y el aprovechamiento del hidrógeno por sus propiedades energéticas y su capacidad de otorgar energía libre de emisiones ha tomado fuerza durante los últimos años en Chile. Este elemento no se haya naturalmente en la Tierra y debe producirse a costa de energía; cuando se produce a partir de energías renovables se lo conoce como hidrógeno verde (H2V). Se proyecta que en Chile el uso en refinerías de cobre será una de las aplicaciones del H2V en el futuro cercano.

Distintos factores generan fuentes de incertidumbre al momento de diseñar y evaluar proyectos a gran escala, como plantas de generación eléctrica, que utilicen H2V. Para enfrentar este entorno de incertidumbre, y debido a su capacidad de valorar la opcionalidad en un proyecto, se utilizan opciones reales como método de análisis. El alcance del método considera los efectos combinados de incertidumbre, economías de escala y aprendizaje de manera explícita, demostrando cómo estos factores impactan los beneficios de proyectos bajo incertidumbre. Se plantea el procedimiento para ser utilizado en el despliegue al mediano-largo plazo de tecnología de generación eléctrica a partir de H2V producido con energía solar para abastecer la demanda de una planta de procesamiento minero en el norte de Chile.

El presente trabajo evalúa la factibilidad de un proyecto de cambio de tecnología de generación eléctrica basada en celdas de combustible, basándose en indicadores de desempeño económicos y ambientales. Se propone realizar el diseño y la evaluación de una planta de generación eléctrica modular de crecimiento escalado en un entorno de incertidumbre, comparando los resultados de un análisis determinista, bajo incertidumbre y flexible. Se consideran fuentes de incertidumbre en los costos de producción, ingresos, factores de emisión y en la demanda energética.

Los resultados muestran que el proyecto impacta positivamente en la reducción de gases de efecto invernadero (GEI), así como también que un análisis determinista tiende a sobreestimar el VAN. La evaluación del modelo flexible arrojó resultados positivos aumentando en hasta ~ 0.6 MMUSD el valor esperado del proyecto y con una reducción de hasta 75% en la emisiones de GEI. Sin embargo, se demuestra una fuerte dependencia de la tasa de aprendizaje y del nivel de economías de escala.

*A mis padres, abuelos,
hermana, polola y amigos.*

Saludos

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Introducción y motivación	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos	2
1.3. Alcances	3
2. Antecedentes	4
2.1. Panorama energético	4
2.1.1. Emisiones minería	5
2.1.2. Estrategia nacional del hidrógeno verde	5
2.1.3. El hidrógeno como vector energético	6
2.2. Producción de hidrógeno	6
2.2.1. Energía solar para la producción de hidrógeno	7
2.3. Almacenamiento y distribución de hidrógeno	7
2.4. Celdas de combustible	8
2.5. Los desafíos del hidrógeno	9
2.5.1. Del almacenamiento y distribución	10
2.6. Opciones reales	10
2.6.1. Flexibilidad en el diseño de ingeniería	10
2.6.2. Uso de simulaciones	11
2.6.3. Metodología de opciones reales	11
3. Metodología	13
4. Descripción del proyecto	14
4.1. Conceptos generales	14
4.1.1. Defecto de promedios	14
4.1.2. Aplicación de opciones reales	14
4.1.2.1. Análisis determinista	15
4.1.2.2. Análisis bajo incertidumbre	15
4.1.2.3. Análisis del modelo flexible	16
4.1.2.3.1 Economía de escala	16
4.1.2.3.2 Valor del dinero en el tiempo	17
4.1.2.3.3 Tasa de aprendizaje	18
4.1.2.3.4 Reglas de decisión	19
4.1.2.3.5 Valor de flexibilidad	19
4.2. Descripción básica del sistema propuesto	20

5. Parámetros del proyecto	21
5.1. Demanda energética	21
5.2. Variables para la evaluación económica	24
5.2.1. Costo de producción del H ₂ V e ingresos	25
5.2.1.1. Costo de producción	25
5.2.1.2. Ingresos	26
5.3. Variables para la evaluación ambiental	28
6. Diseño de módulos	30
6.1. Selección de ubicación	30
6.1.1. Análisis del sector	30
6.1.2. Ubicaciones posibles	31
6.1.3. Ubicación seleccionada	33
6.2. Selección de equipos y estimación de costos	33
6.2.1. Celdas de combustible	33
6.2.2. Electrolizador	34
6.2.3. Paneles solares	36
6.2.4. Almacenamiento	37
6.2.4.1. Almacenamiento en estado líquido	37
6.2.4.2. Almacenamiento en estado gaseoso	38
6.2.5. Resumen de costos	39
6.3. Diagrama módulos	40
7. Fuentes de incertidumbre	42
7.1. Demanda	42
7.2. Costos de producción e ingresos	43
7.3. Ingresos por CMg	44
7.4. Factor de emisión de CO ₂ eq	45
8. Evaluación del proyecto	47
8.1. Análisis determinista	47
8.1.1. Evaluación ambiental - determinista	48
8.2. Análisis bajo incertidumbre	49
8.2.1. Evaluación ambiental - bajo incertidumbre	50
8.3. Análisis del diseño flexible	51
8.3.1. Evaluación ambiental - diseño flexible	53
8.4. Análisis de sensibilidad	54
8.4.1. Efecto del aprendizaje	54
8.4.2. Efecto de las economías de escala	55
9. Conclusiones	56
9.1. Trabajo propuesto	57
Bibliografía	58
Anexos	61

Índice de Tablas

5.1.	Perfil de demanda proyectada por año [25] [26].	24
5.2.	Costos de producción de H2V proyectados.	25
5.3.	Ingresos por producción de H2V proyectados.	26
5.4.	Ingresos por proyección de CMg.	27
5.5.	Factores de emisión proyectados.	29
6.1.	Principales fabricantes de PEMFC.	34
6.2.	Principales fabricantes de electrolizadores.	35
6.3.	Costo por unidad generadora de electricidad de 5.5 MW.	36
6.4.	Cuadro comparativo tecnologías de almacenamiento.	39
6.5.	Resumen de costos.	39
7.1.	Volatilidades para la demanda energética.	43
8.1.	Diseños óptimos fijos en un entorno determinista y bajo incertidumbre.	49

Índice de Ilustraciones

2.1.	Consumo energético y producción cuprífera. Fuente: Cochilco [12].	4
2.2.	Proyección de posibles aplicaciones para el H2V al año 2040. Fuente: Ministerio de Energía [14].	6
2.3.	Diagrama de funcionamiento de una FC.	9
2.4.	Metodología de opciones reales. Fuente: Adaptación de [11].	12
4.1.	Enfoque de las Opciones Reales: La Incertidumbre incrementa el valor. Fuente: Forcael et. al., 2013.	15
4.2.	Esquema básico de economías de escala. Fuente: consuunt.es	17
4.3.	Ejemplo que ilustra la dependencia del valor actual neto y la tasa de descuento. Fuente: Elaboración propia. UM=Unidad Monetaria.	18
4.4.	Ejemplo de curva de aprendizaje. Fuente: bdoargentina.com	19
4.5.	Esquema básico (preliminar) del trabajo propuesto.	20
5.1.	Consumo eléctrico esperado de la minería del cobre. Fuente: COCHILCO [25].	21
5.2.	Consumo eléctrico esperado por región en TWh. Fuente: COCHILCO [25]. . .	22
5.3.	Consumo eléctrico esperado de la minería del cobre por procesos en TWh. Fuente: COCHILCO [25].	22
5.4.	Consumo eléctrico esperado en % por procesos. Comparativa entre 2021 y proyección al 2032. Fuente: COCHILCO [25].	23
5.5.	Perfil de demanda eléctrica.	24
5.6.	Costos de producción de H2V proyectados.	26
5.7.	Ingresos por producción de H2V proyectados.	27
5.8.	Ingresos por proyección de CMg.	28
5.9.	Factor de emisiones de tCO ₂ eq.	29
6.1.	Región de Antofagasta.	30
6.2.	Recurso solar en la región de Antofagasta. Fuente: Explorador Solar.	31
6.3.	Terrenos candidatos.	32
6.4.	Ubicación de los terrenos candidatos en la región de Antofagasta.	32
6.5.	Ubicación seleccionada en Calama. Google Maps.	33
6.6.	Ballard ClearGenII™.	34
6.7.	ITM Power 3MEP CUBE™.	35
6.8.	Tipos de paneles fotovoltaicos.	36
6.9.	Diagrama de fases del hidrógeno [37].	37
6.10.	Tanque de hidrógeno líquido. Fuente: Linde.	38
6.11.	Tanque de hidrógeno comprimido. Fuente: H2 Chile.	39
6.12.	Distribución de costos en gráfico circular.	40
6.13.	Esquema representativo del funcionamiento de la planta.	40
6.14.	Diagrama de flujo.	41
7.1.	Escenarios de proyección de demanda.	43

7.2.	Escenarios simulados para costos e ingresos.	44
7.3.	Escenario simulado para CMg.	45
7.4.	Escenario simulado factor de emisiones.	46
8.1.	VAN para los diseños fijos bajo un entorno determinista.	47
8.2.	Demanda y capacidad para el óptimo cuando $\alpha = 0.95$	48
8.3.	Emisiones de CO ₂ eq en un entorno determinista.	49
8.4.	Histograma y PDF ajustada al EVAN del diseño fijo óptimo.	50
8.5.	Función de distribución de probabilidad del diseño óptimo fijo.	50
8.6.	Histograma y perfil de emisiones diseño fijo óptimo bajo incertidumbre.	51
8.7.	Histograma y PDF ajustada al EVAN del diseño flexible.	52
8.8.	Curva objetivo para el diseño óptimo fijo y flexible.	52
8.9.	Demanda y capacidad del diseño flexible bajo incertidumbre.	53
8.10.	Histograma y perfil de emisiones para el diseño flexible.	54
8.11.	Curvas objetivo para el diseño flexible bajo diferentes tasas de aprendizaje.	54
8.12.	Valor de la flexibilidad en diferentes niveles de economía de escala y tasas de aprendizaje.	55

Capítulo 1

Introducción

1.1. Introducción y motivación

Es clara la influencia del ser humano en el sistema climático del planeta y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) antropogénicas han alcanzado niveles históricos [1]. Debido a esta evidencia, existe un interés creciente de la industria por disminuir el impacto ambiental.

La gran minería es la industria más importante para la actividad económica chilena, pero genera impactos negativos en el medioambiente. Actualmente se opta por medidas con el fin de reducir la huella de carbono. CODELCO ha planteado reducir en un 70 % sus emisiones de GEI al año 2030, apuntando a un 100 % de su matriz energética limpia, 100 % de electromovilidad en minas subterráneas, reducción del 10 % de las emisiones de camiones de extracción (CAEX) y a un compromiso con las capacidades del hidrógeno verde (H2V) en minería [2]. Las plantas de procesamiento minero son candidatas inmediatas a la conversión a energía verde, pues son eléctricas y consumen de una red de la cual el 40 % del suministro se produce en base a carbón. Una rápida descarbonización de la red volvería innecesaria la producción propia de electricidad verde.

Las energías renovables (ER) son aquellas que provienen de fuentes consideradas inagotables. Las energías renovables no convencionales (ERNCC) incluyen la eólica, solar, geotermia, entre otras [3]. En el año 2018 el sector energía emitió 87 MTCO_{2eq} de GEI, el 77.4 % del total [4]. La estimación de reducción de GEI por proyectos de ER conectadas a la red en ese período fue de 5.4 MTCO_{2eq}, sólo un 6 % del total emitido por el sector. A fines del 2022, las energías solar y eólica predominan en la matriz energética chilena [5]. Recientemente, y por su potencial para luchar contra el cambio climático, se le ha prestado particular atención al hidrógeno, ya que se perfila como una fuente de energía que no produce GEI en su uso y representa una potencial fuente de exportaciones que se valora en 2.5 mil MUSD/año [14].

El hidrógeno es el elemento más abundante del universo, sin embargo, en nuestro planeta no se encuentra disponible para extraerlo directamente de la naturaleza, debe producirse. El hidrógeno puede ser aprovechado con múltiples fines como: producir calor, generar electricidad o movilizar sistemas de transporte. Actualmente se utiliza como materia prima en distintas industrias, como en la fabricación de compuestos químicos o el refinamiento de petróleo. El hidrógeno se produce en la actualidad mayoritariamente a partir de combustibles fósiles [6]. El H2V es el hidrógeno producido a partir de fuentes de ER, y se ha convertido en una de las alternativas energéticas más prometedoras para lograr los objetivos climáticos [7]. Se ha identificado a Chile como uno de los países donde se podría producir el H2V más

económico del mundo, gracias al costo de producción en base a energía solar y/o eólica [8], lo que podría posicionarlo como un futuro exportador. Una forma de aprovechar el potencial energético del H₂V producido en Chile, es a través de celdas de combustible (FC) para producir electricidad y utilizarla en industrias nacionales como la minería.

Las FC son un dispositivo electroquímico en el cual un flujo continuo de combustible y oxidante reaccionan, con capacidad de suministrar directamente corriente eléctrica. Se puede entender como un dispositivo de conversión de energía similar a una batería. Dado que no implica la combustión de los reactivos, las emisiones contaminantes son mínimas [9]. Sin embargo, la producción de H₂V presenta varios desafíos. Existe incertidumbre en torno a su aprovechamiento. Tanto el mercado como las tecnologías para su uso están aún en desarrollo y se esperan cambios en el futuro cercano [18]. Para planificar acciones futuras es importante anticipar cambios, y la anticipación a eventos futuros se ha vuelto cada vez más compleja, lo que puede generar grandes problemas al momento de tomar decisiones en el corto plazo con objetivos a largo plazo. Existen buenas razones para desconfiar de la capacidad para anticipar correctamente el futuro tecnológico, desarrollos económicos y sociales o cambios futuros en el sistema analizado. Si se considera, por ejemplo, la toma de decisiones relacionadas con las consecuencias del cambio climático, la demanda futura y los medios para proporcionar movilidad, la planificación de infraestructura o la selección de fuentes de energía, son variables que se encuentran en constante cambio y no pueden predecirse de forma certera [10].

Para maximizar el valor de un proyecto con incertidumbre se deben estructurar proyectos capaces de ajustarse a la evolución de las incertidumbres en el tiempo. Un sistema óptimo debiese tener la capacidad de evitar riesgos y aprovechar oportunidades, es decir, debiese tener “opciones reales” para ajustar favorablemente el sistema ante la incertidumbre. Se puede mejorar el valor económico de los sistemas bajo incertidumbre con el uso de opciones reales (o flexibilidad en diseño) [11].

Motivado por la evidente necesidad de reducir las emisiones de GEI y considerando también el alto impacto ambiental de la industria minera y el potencial chileno en ER, surge la idea de evaluar un proyecto de reemplazo de tecnología de obtención de energía a celdas de combustible. El trabajo considera un proyecto de obtención y aprovechamiento de H₂V para una planta de procesamiento minero. La investigación incluye aplicar un diseño flexible modular de planta de crecimiento escalado que permita adaptarse a fuentes de incertidumbre como el desarrollo tecnológico de los equipos involucrados o la eventual aparición de proveedores de H₂V en el mercado.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

- Diseñar y evaluar la factibilidad de un proyecto de cambio de tecnología de generación eléctrica a celdas de H₂V bajo incertidumbre, para una planta de procesamiento de minería.

1.2.2. Objetivos específicos

- Seleccionar tecnologías y equipos de producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno y de generación de energía eléctrica a partir de H₂V.
- Diseñar y emplazar planta de generación de electricidad en base a celdas de hidrógeno,

considerando proyecciones de demanda energética.

- Diseñar y emplazar una planta de producción de H₂V de crecimiento escalado que permita adaptarse a las fuentes de incertidumbre. Concebir caso base.
- Identificar y evaluar posibles fuentes de incertidumbre y su impacto sobre las decisiones, aplicando opciones reales.
- Realizar evaluación económica y de mitigación de impacto ambiental del diseño propuesto. Comparar con caso base.

1.3. Alcances

- La planta será diseñada pensando en abastecer la demanda de una planta de procesamiento de gran minería chilena en la zona norte, por seleccionar, según datos disponibles.
- El proyecto se limita a diseñar de manera conceptual las plantas de producción de H₂V y de generación de energía, con equipos disponibles en el mercado, tal que permita realizar evaluaciones económicas y ambientales.
- Para el emplazamiento de las plantas se considerarán aspectos geográficos y de disponibilidad de recursos energéticos e hídricos.
- Para la producción de H₂ se utilizará energía solar. La tecnología para la generación eléctrica considera celdas de combustible.
- Se dejan fuera de alcance: tecnologías de obtención y procesamiento de recursos hídricos, de almacenamiento y distribución de energía eléctrica y suministro de energía para el almacenamiento de hidrógeno.

Capítulo 2

Antecedentes

2.1. Panorama energético

Según el informe de consumo energético de Cochilco 2.1, al año 2019 la industria minera del cobre en Chile consumió un total de 175.134 TJ, aproximadamente un 14 % del consumo agregado del país (9 % electricidad y 5 % combustibles). Los procesos que demandan la mayor cantidad de energía son la mina rajo (72.878 TJ, 42 % del total), el proceso de concentración (49.552 TJ, 28 %) y el proceso de Lixiviación (22.390 TJ, 13 %). La mina rajo concentra un 80 % del total del combustible utilizado. En cuanto al consumo eléctrico, el proceso de concentradora concentra el 53 % de la demanda, seguido de la electro-obtención con un 21 %. La región de Antofagasta concentra un 58.9 % del consumo energético total, seguida de la región de Atacama (11.2 %), las regiones de Coquimbo y Valparaíso en conjunto (12.4 %), las regiones de O'Higgins y Metropolitana (10.5 %) y la región de Arica y Parinacota (9.1 %). La figura 2.1 ilustra el consumo energético (combustibles y electricidad) en comparación a la producción de cobre entre los años 2001 y 2019 [12].

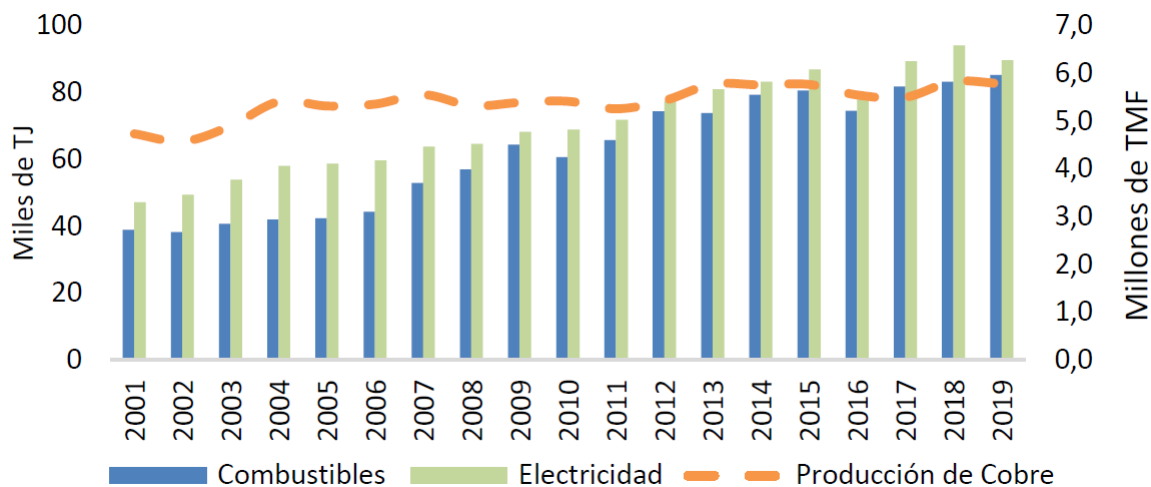


Figura 2.1: Consumo energético y producción cuprífera. Fuente: Cochilco [12].

2.1.1. Emisiones minería

La huella de carbono puede ser abordada según el enfoque o alcance específico. El enfoque corporativo agrupa las emisiones de GEI en 3 alcances [13]:

- **Emisiones directas (Alcance 1):** son las emisiones de GEI que provienen directamente de fuentes que son propiedad de la empresa, como por ejemplo el consumo de combustibles fósiles en equipos móviles.
- **Emisiones indirectas (Alcance 2):** corresponden a las emisiones de GEI asociadas al consumo de electricidad y/o vapor generados por terceros.
- **Otras emisiones indirectas (Alcance 3):** son las emisiones de GEI que no son propiedad ni están controladas por la empresa, como el transporte de funcionarios o insumos.

Se ha identificado en minería que la mayor fuente de producción de GEI son los sistemas de generación de energía. En el año 2021 las emisiones indirectas de las minas de CODELCO alcanzaron 2.900 miles de toneladas de equivalente a dióxido de carbono (ktCO₂eq), que representa el 63% del total de emisiones de GEI. El 37% restante correspondió a emisiones directas (1.738 ktCO₂eq) [2].

2.1.2. Estrategia nacional del hidrógeno verde

Como medida reactiva ante los niveles de producción de GEI y de consumo de combustibles fósiles, el Gobierno de Chile desarrolló una propuesta de tres etapas para la transición de la matriz energética con la intención de incorporar el H₂V. Se apuesta por coordinaciones público-privadas para generar capacidades e infraestructura. La estrategia considera grupos técnicos especializados fomentados por el Estado que fortalezcan el ecosistema local del hidrógeno incentivando el desarrollo de la industria con énfasis en aplicaciones de interés nacional. Las tres etapas son [14]:

- **Etapa I:** Aplicaciones cercanas al mercado o con una demanda establecida, concentrada y de gran escala. Busca desarrollar de conocimiento, infraestructura y cadenas de suministro.
- **Etapa II:** levantamiento de una industria de producción y exportación, mediante la atracción y promoción de consorcios.
- **Etapa III:** a medida que los mercados internacionales implementen medidas descarbonificadoras, se espera la ampliación de los mercados de exportación, diversificación de las aplicaciones del H₂V y sus derivados y la descarbonificación de los transportes marítimos y aéreos.

La figura 2.2 ilustra las potenciales aplicaciones del H₂V proyectadas al año 2040. Notar que el uso en refinerías se posiciona en el futuro más cercano.

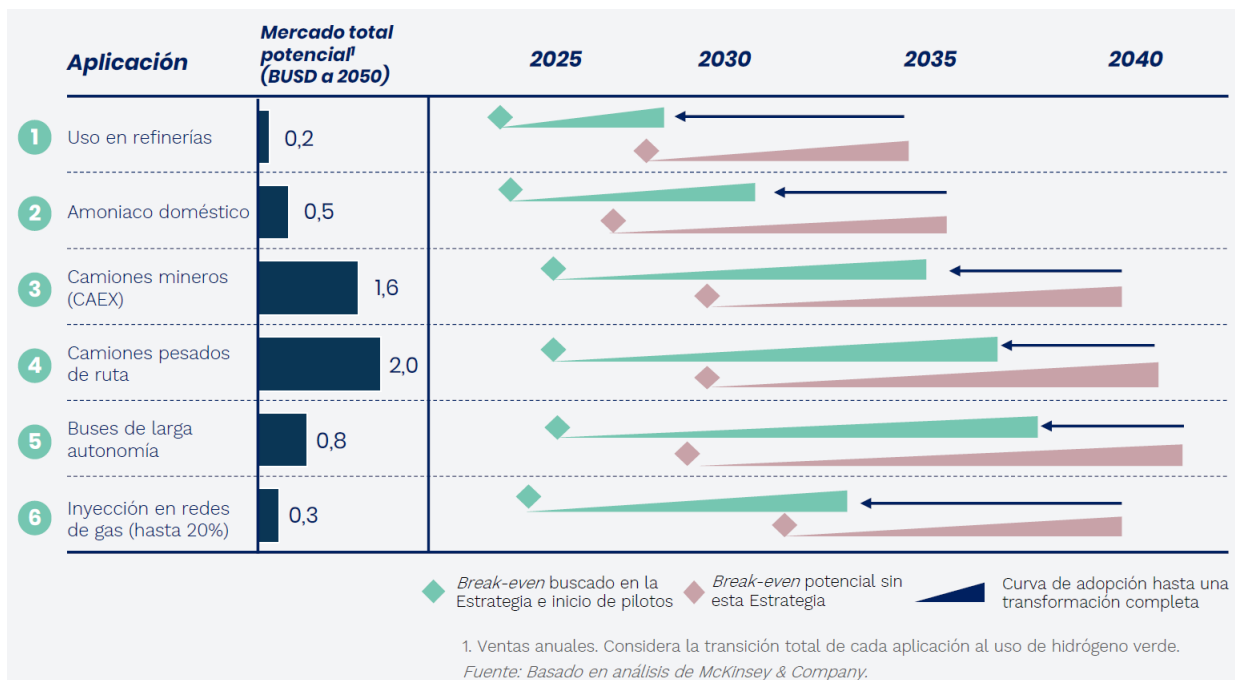


Figura 2.2: Proyección de posibles aplicaciones para el H2V al año 2040.
Fuente: Ministerio de Energía [14].

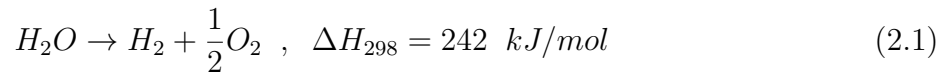
2.1.3. El hidrógeno como vector energético

El hidrógeno destaca, además de por ser el elemento más ligero y abundante en el universo, por ser un excelente vector energético. Esto refiere a la capacidad del H₂ para almacenar y transportar una gran cantidad de energía. 1 kg de H₂ posee el poder calorífico equivalente a 3 kg de diésel, y una pila de combustible puede ser hasta el doble de eficiente que un motor de combustión interna. En una pila de combustible el H₂ se combina con el oxígeno del aire, por lo que, además de electricidad, los subproductos de la reacción son sólo agua y calor [15].

2.2. Producción de hidrógeno

En la actualidad, los principales métodos de producción de hidrógeno utilizados son aquellos que se basan en combustibles fósiles como: reformado, en el que se utilizan hidrocarburos gaseosos como metano o syngas; gasificación, que utiliza combustibles sólidos o líquidos densos como carbón y biomasa; pirólisis, que es la descomposición anaeróbica de materia orgánica a altas temperaturas; y reformado de plasma, utilizado generalmente como apoyo de otros procesos. Estos métodos tienen como factor común sus altas eficiencias en la generación de H₂, y sus altos niveles de emisión de GEI.

La separación del agua, por otro lado, es una de las técnicas menos utilizadas para la producción de H₂, esto por el alto requerimiento energético asociado. Debido a que el nivel de emisiones de GEI de este método es sumamente bajo (o nulo), su uso es ampliamente deseado cuando se habla de hidrógeno verde. La separación del agua, llamada hidrólisis exotérmica, en hidrógeno y oxígeno sigue la expresión 2.1. A 25°C, ΔH es la energía teórica necesaria para la reacción.



Dentro de las técnicas de separación del agua existen:

- **Electrólisis:** consiste en aplicar electricidad directamente al agua.
- **Termoelectrólisis:** método similar a la electrólisis aplicado a vapor sobre los 700°C.
- **Termólisis:** consiste en llevar el agua a temperaturas sobre los 2500°C para lograr su descomposición.
- **Fotocatálisis:** emplea directamente la luz solar, mediante una celda fotoelectroquímica, para producir electrólisis.

En la actualidad, la electrólisis del agua es el método que muestra las mayores posibilidades para ser competitivo en la industria a gran escala y cuenta con respaldo de diversas políticas públicas. En este proceso, la corriente eléctrica para directamente a través de un ánodo y un cátodo sumergidos en agua y separados por un electrolito, generando hidrógeno en la superficie del cátodo. Para llevar a cabo este proceso la electricidad es la única fuente de energía, y se puede obtener H₂ de hasta un 99.999 % de pureza en volumen. Los equipos electrolizadores han mostrado eficiencias de hasta un 81 % dependiendo de la tecnología. Los equipos de electrólisis han presentado gran flexibilidad de integración con diferentes tecnologías de generación de energía [16].

2.2.1. Energía solar para la producción de hidrógeno

Existe creciente interés por la electrólisis del agua debido a su potencial para producir H₂ a partir de energías renovables. Dentro de las posibles fuentes de energía para el proceso se encuentran los paneles fotovoltaicos (PV) para producción de electricidad. Alternativamente, se ha identificado en el norte de Chile potencial para implementar sistemas de concentración solar (CSP) [17] que para estos fines pueden ser empleados de dos maneras: como proveedores de electricidad (alternativamente a la tecnología PV), o como fuente de calor para procesos termoquímicos. Dentro de éstas, las principales tecnologías de producción de H₂V solar que han sido probadas y caracterizadas técnica y económicamente son el reformado solar, la gasificación solar, ciclos termoquímicos solares y electrólisis de óxido sólido (SOE). Los primeros dos procesos son similares a sus homólogos convencionales, pero utilizan la radiación solar concentrada como fuente de calor. Por su parte, los procesos termoquímicos hacen uso de la radiación solar concentrada como fuente calorífica para reacciones químicas endotérmicas, transformando energía térmica en química. En el caso de la tecnología SOE, los sistemas CSP pueden emplearse tanto para producir electricidad como para evaporar el agua y sobrecalentar el vapor. Si bien las vías termoquímicas prometen altas eficiencias y bajos costos, es el reformado solar el que ostenta el nivel de madurez tecnológico más alto [6].

2.3. Almacenamiento y distribución de hidrógeno

El H₂ ostenta la mayor energía por unidad de masa entre todos los combustibles (1 kg de H₂ tiene casi 3 veces más poder calorífico que 1 kg de gasolina), sin embargo, a temperatura ambiente resulta en una baja densidad energética por unidad de volumen, por lo tanto se

requieren métodos de almacenamiento y transporte que maximicen el potencial de densidad energética.

Se pueden distinguir tres formas principales de almacenamiento: físico, químico y en sólidos.

Las formas existentes para almacenar hidrógeno son [6]:

- **Uso de tanques o estructuras sólidas:** los tanques o estructuras sólidas para almacenar y transportar H_2 gaseoso son tecnología desarrollada y consisten principalmente en comprimir el H_2 a 700 bar (almacenamiento en estado gaseoso) o enfriarlo a temperaturas menores que $-253^\circ C$ para licuarlo (almacenamiento en estado líquido).
- **Inyección a redes de gas existentes:** dada la existencia de las redes de gas y la infraestructura relacionada, inyectar hidrógeno en redes de gas natural es la forma más rentable de almacenar y distribuir H_2 . Dentro de las líneas el contenido de H_2 puede alcanzar el 15% en volumen.
- **Almacenamiento bajo tierra:** formaciones geológicas subterráneas que cumplan condiciones de hermetismo, mínima contaminación y ubicación pueden ser factibles para el almacenamiento de H_2 gaseoso.
- **Almacenamiento químico:** consiste en almacenar y transportar moléculas de H_2 en otras sustancias como el metano (CH_4) o el amoníaco (NH_3).
- **En sólidos:** el objetivo de almacenar y transportar H_2 en materiales sólidos es operar de forma segura y eficiente. Los materiales para estos fines pueden ser: carbono u otros materiales de gran área superficial, hidruros recargables, hidruros químicos (H_2O reactivo) e hidruros químicos térmicos.

2.4. Celdas de combustible

Las celdas o pilas de combustible (FC) son dispositivos que al combinar hidrógeno y oxígeno producen electricidad, agua y calor de forma inversa a un electrolizador. Contrario a una batería, las celdas pueden operar continuamente mientras sean provistas de un combustible. Las celdas pueden ser categorizadas como: alcalinas, que utilizan una membrana alcalina para dejar pasar los protones del combustible; de membrana electrolítica de polímero (PEM), tecnología desarrollada, robustas y eficientes; de ácido fosfórico, utilizada ampliamente para producción estacionaria; de óxido sólido, celdas muy versátiles; y de carbonato fundido, que se caracterizan por funcionar a altas temperaturas [6].

El principio de funcionamiento general de las celdas de combustible consiste en disociar una molécula de H_2 liberando un par de electrones que viajan de un lado al otro de la pila a través de un electrolito, generando corriente eléctrica. La figura 2.3 ilustra el proceso.

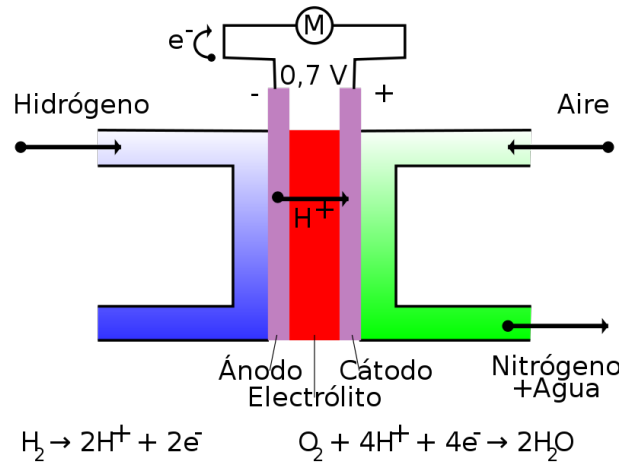


Figura 2.3: Diagrama de funcionamiento de una FC.

2.5. Los desafíos del hidrógeno

Se suele catalogar al hidrógeno como el “combustible del futuro”, pero el proceso de transformación de la actual economía en base a combustibles fósiles a una economía en base a H₂ necesitará la solución de numerosos problemas científicos y tecnológicos que se estima tomarán años resolver.

Actualmente, el H₂ no es una alternativa para ser usado directamente como combustible, sino un vector energético que debe ser producido utilizando energía, a partir de compuestos ricos en H₂. Su producción a partir de derivados del petróleo no ofrece ventajas sobre el uso directo de tales combustibles. Técnicas de gasificación con captura y secuestro de CO₂ podrían ser una solución provisional. Otros métodos poco desarrollados como la producción a partir de algas u obtención a través de la energía nuclear son prometedores, pero aún se encuentran lejos de tener aplicaciones prácticas. Es probable que, en las próximas décadas, el desarrollo del hidrógeno dependa de la electrólisis del agua, utilizando grandes cantidades de energía, que a su vez debe ser generada. Producir dicha energía a partir de combustibles fósiles no es, por supuesto, una solución factible. Será por tanto necesario generar grandes cantidades de energía eléctrica por energía nuclear o renovables. La producción de H₂ a partir de energía nuclear no parece factible en el corto o mediano plazo. En principio, las energías eólicas y fotovoltaica-solar tienen el potencial de producir grandes cantidades de energía, sin embargo, tales tecnologías están aún demasiado subdesarrolladas -para estos fines- y son costosas para hacer frente a una tarea tan grande y en el corto plazo. Un desarrollo completo de la economía del H₂ requiere, además, mejoras en el almacenamiento, transporte y distribución. H₂ y electricidad se pueden interconvertir fácilmente mediante celdas de combustible y electrólisis. Saber cuál de estos portadores de energía prevalecerá dependerá de las soluciones encontradas en el futuro para sus inconvenientes particulares.

No hay duda de que la producción de energía mediante energías renovables e hidrógeno desempeñará un papel primordial en la eliminación progresiva de los combustibles fósiles, pero todavía existen grandes fuentes de incertidumbre en cuanto al desarrollo y el potencial de las tecnologías involucradas [18].

2.5.1. Del almacenamiento y distribución

Para el almacenamiento y transporte exitoso del hidrógeno se deben tener en cuenta algunos fenómenos particulares inherentes a su comportamiento, que generan pérdidas [19]:

- **Fragilización:** ocurre cuando el hidrógeno está en contacto con metales. En superficies metálicas, el hidrógeno diatómico puede ser absorbido y disociarse, el cual disuelto puede difundirse muy rápidamente.
- **Ataque:** ocurre cuando el H₂ está en contacto con acero. El hidrógeno puede reaccionar con el carbono y formar metano. El metano difunde a través del acero y puede acumularse en burbujas a altas presiones formando grietas, disminuyendo considerablemente la resistencia del contenedor.
- **Permeación:** este fenómeno puede darse en contenedores metálicos y no metálicos. Ocurre cuando el hidrógeno se disocia en contacto con la superficie dando lugar a hidrógeno atómico (H⁺). Debido al pequeño tamaño de esta partícula, los átomos de hidrógeno difunden a través del material, recombinándose en el exterior.

2.6. Opciones reales

El análisis de opciones reales (ROA por sus siglas en inglés) se refiere al proceso de evaluar la importancia de incluir la flexibilidad en el diseño y la gestión de sistemas. Consiste en procedimientos para calcular el valor de las opciones (por ejemplo, los beneficios o pérdidas asociadas a cambios en el tiempo, tamaño o ubicación del sistema) en términos de la distribución de beneficios adicionales debido a la consideración de las opciones. ROA permite a los tomadores de decisiones evaluar estos beneficios en términos de expectativas promedio, posibilidades extremas y gasto de capital inicial (CAPEX). Cada tomador de decisiones puede elegir si (o en qué medida) monetizar estos valores.

El ajedrez proporciona una analogía útil para el ROA; la forma en la que se desarrollará el juego es completamente incierta, entonces se deben buscar alternativas para lidiar con esta incertidumbre. En general, los jugadores de ajedrez experimentados exploran las posibles combinaciones y eligen estrategias de apertura y de movimientos subsiguientes para ganar la posición, a medida que el juego se desarrolla en tiempo y espacio. Para responder efectivamente se evalúan oportunidades y amenazas. No existe una estrategia fija; se desarrolla una estrategia flexible que maximice las posibilidades de éxito. El producto inmediato del análisis es la decisión primera o recomendada. El ROA explora el contexto, comparando el rango de posibilidades y proponiendo estrategias, y por lo tanto decisiones de “apertura” que tienen mayores posibilidades de éxito en el largo plazo [10].

2.6.1. Flexibilidad en el diseño de ingeniería

Con el fin de maximizar el valor de un proyecto bajo incertidumbre, éste debe ser diseñado con la capacidad de adaptarse a los cambios en el tiempo. Los diseños flexibles en ingeniería y sus técnicas de evaluación se han desarrollado en la práctica a través de la adaptación de conceptos como el análisis de opciones financieras, de tal manera que se convierta en una herramienta útil en el diseño de ingeniería. Se han propuesto modelos cualitativos cuya conclusión ha llevado a que para maximizar el valor del ciclo de vida de un sistema, éste

debe ser diseñado de tal manera que se facilite su adaptación a los cambios. Otros modelos cuantitativos han concluido que la adaptabilidad de un sistema es un medio para maximizar su valor.

Para utilizar de buena manera el concepto de flexibilidad se debe tener claridad sobre cuándo y cómo ejecutar las opciones. Se requieren reglas de decisión para guiar el uso de la flexibilidad, que pueden ser normativas o descriptivas. Reglas de decisión apropiadas en el ROA llevan a que los sistemas reflejen descriptivamente cómo los operadores involucrados pueden adaptarse efectivamente a las fuentes de incertidumbre.

La flexibilidad en el diseño de ingeniería permite a un sistema capturar el valor potencial asociado a diferentes escenarios. Por ejemplo, podría permitir la captura de mayor demanda en períodos de alta demanda, aumentando la expectativa económica y reduciendo las pérdidas financieras [11].

2.6.2. Uso de simulaciones

La simulación de Montecarlo se ha convertido en un medio habitual para evaluar el comportamiento y el valor de los sistemas sujetos a distribuciones de incertidumbre. Es un enfoque general que puede modelar fácilmente sistemas complejos bajo cualquier forma de distribución de probabilidad, continua o discreta. La simulación de Montecarlo proporciona la libertad de modelar con precisión atributos detallados de problemas del mundo real, utilizando variables de diseño, parámetros y reglas realistas. En la práctica, examina los efectos de las combinaciones de lo incierto, realizando un gran número de valoraciones de forma rutinaria. La única limitante para la simulación de Montecarlo es la capacidad computacional de simular sistemas complejos [11].

2.6.3. Metodología de opciones reales

Cardin et al. [2015] aplicó y adaptó la metodología de opciones reales a plantas de producción de gas natural. Desarrolló un método innovador y un procedimiento práctico y efectivo para identificar posibles mejoras en el valor esperado de proyectos a gran escala e intensivos en capital, cuando existe incertidumbre en el mercado. Dicho método desarrolla la comprensión del valor de la flexibilidad y ayuda a la comprensión de los tomadores de decisiones. Pone de manifiesto los efectos individuales y combinados de la incertidumbre, el valor del dinero en el tiempo, las economías de escala y el aprendizaje.

El enfoque general es centrarse individualmente sobre los cuatro elementos del análisis flexible: el modelo, el análisis de incertidumbre, el análisis de opciones de flexibilidad y el necesario análisis de sensibilidad. En detalle, el análisis examina las contribuciones de las economías de escala, tasa de descuento y aprendizaje y distribución geográfica, ayudando a desarrollar una comprensión intuitiva de los generadores de valor. La figura 2.4 ilustra el proceso. En vez de proporcionar un resultado final global, el enfoque considera e informa sobre los cuatro elementos del análisis de flexibilidad [11].

Los pasos de la metodología de opciones reales son:

- **Paso 1:** se establece el modelo de valoración adecuado que integra insumos, restricciones y salidas para obtener el valor actual del sistema para cualquier posible resultado. Se construye un modelo de un caso determinista sin incertidumbre, proporcionando el diseño del caso base.
- **Paso 2:** se establece el entorno de incertidumbre y se aplica este concepto al modelo

del caso base usando simulación. A menos que el sistema analizado sea lineal y sin restricciones, los resultados obtenidos en este paso distan significativamente del resultado del caso base.

- **Paso 3:** se exploran los resultados de varias formas de flexibilidad. En general, pero no necesariamente, implica la adición de módulos. El paso exploratorio considera cómo los diseñadores pueden implementar estos módulos tanto a lo largo del tiempo como sobre el espacio. En general, los resultados de estos análisis demuestran que las estrategias flexibles pueden conducir a aumentos significativos de valor en comparación al caso base, que es rígido.
- **Paso 4:** se desarrollan análisis de sensibilidad para identificar los impulsores del valor de la flexibilidad. Este proceso ayuda a entender cómo y por qué ciertas características del sistema dan valor a la flexibilidad.

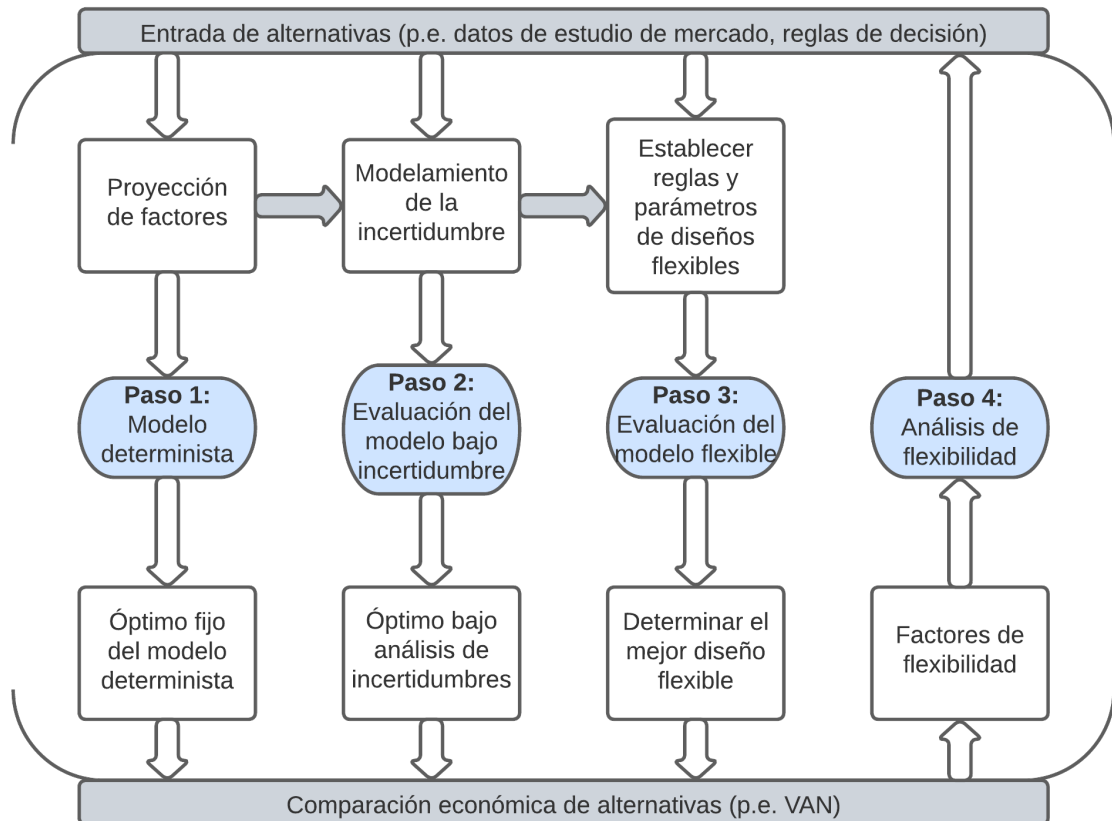


Figura 2.4: Metodología de opciones reales. Fuente: Adaptación de [11].

Capítulo 3

Metodología

La metodología propuesta consiste en:

1. Estimar demanda energética, duración del proyecto y parámetros iniciales del modelo: tiempo de construcción y tasa de descuento.
2. Seleccionar ubicaciones y plantas de generación de H₂ en base a recursos disponibles y criterios geográficos. Seleccionar tecnologías en base a criterios técnico-económicos y ambientales y diseñar plantas de generación de H₂ y de generación eléctrica. Estimar impacto ambiental, costos (CAPEX - OPEX) y determinar fuentes de incertidumbre.
3. Modelar caso base, determinístico. Evaluar indicadores que permitan comparativas (p.e. VAN, producción de GEI)
4. Identificar otras fuentes de incertidumbre.
5. Modelar fuentes de incertidumbre utilizando ajustes estocásticos, con distribuciones pertinentes.
6. Realizar el estudio de flexibilidad, siguiendo la metodología propia del análisis de opciones reales.

Capítulo 4

Descripción del proyecto

4.1. Conceptos generales

En esta sección se realizará una descripción detallada de los conceptos analíticos e indicadores necesarios para llevar a cabo un análisis de opciones reales.

4.1.1. Defecto de promedios

El diseño y la evaluación clásica de proyectos de ingeniería se basa generalmente en escenarios “promedio” que muchas veces guían a resultados sub-óptimos. El defecto de promedios es un fenómeno estadístico que ocurre cuando se utilizan medidas como la media para analizar conjuntos de incertidumbres que no distribuyen necesariamente de manera uniforme [20]. Debido a que los sistemas reales son generalmente no lineales el aumento de ciertos parámetros (por ejemplo la demanda) generalmente no compensa la baja del mismo en un escenario similar. Lo anterior es descrito formalmente en la ecuación 4.1 conocida como Ley de Jensen.

$$f(E[x]) \neq E[f(x)] \quad (4.1)$$

Para efectos de este estudio, se puede entender que $f(E[x])$ corresponde al valor actual neto (VAN) asociado a la demanda esperada $E[x]$ (o el valor descontado en el tiempo de los flujos económicos del proyecto). Este valor no es igual al VAN esperado real $E[f(x)]$ asociado a la distribución de demanda (x). En la práctica, la Ley de Jensen indica que la evaluación económica de un diseño basado en un escenario de demanda promedio o esperado, o un escenario que no integra incertidumbre, no valora correctamente el diseño y por ende no identifica la mejor solución.

4.1.2. Aplicación de opciones reales

Como se introdujo en el capítulo de antecedentes, la flexibilidad en el diseño de ingeniería permite capturar el valor potencial de un proyecto en distintos escenarios con el fin de maximizar el valor de un proyecto sujeto a incertidumbre y utilizando la simulación de Montecarlo para evaluarlo, estando su metodología sujeta a 4 pasos principales: análisis determinista, evaluación del modelo bajo incertidumbre, evaluación del modelo flexible y análisis de flexibilidad. A continuación se detalla cómo se aplican dichos pasos en la práctica.

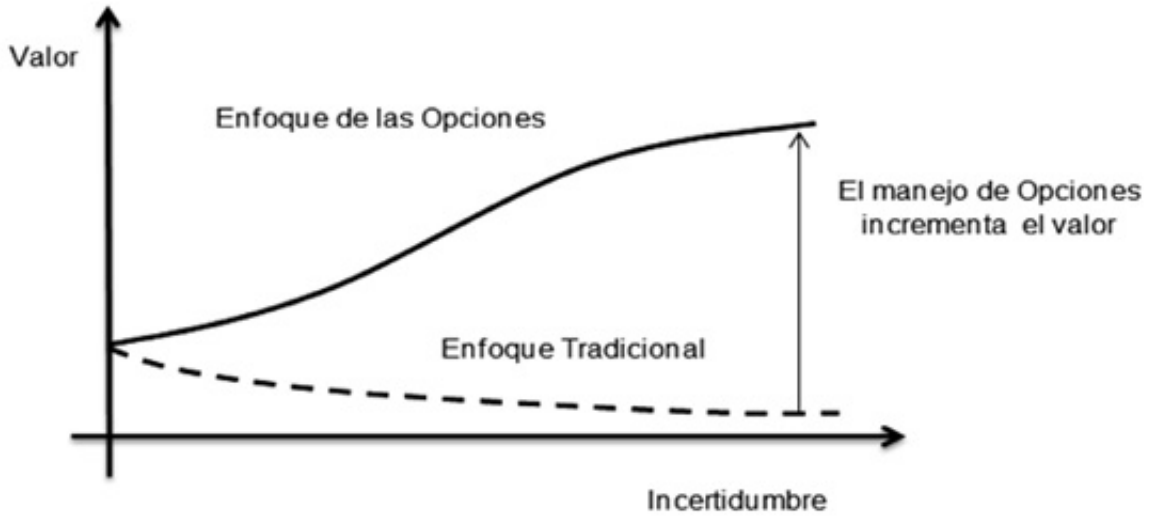


Figura 4.1: Enfoque de las Opciones Reales: La Incertidumbre incrementa el valor. Fuente: Forcael et. al., 2013.

4.1.2.1. Análisis determinista

La metodología comienza con un análisis determinista, utilizando un modelo fijo óptimo como referencia (caso base). El objetivo es encontrar los componentes clave que influyen en el sistema. En la industria, la métrica más utilizada para evaluar la viabilidad de proyectos es el valor actual neto (VAN). Aunque existen otras alternativas, el VAN es considerado un método representativo para la medición de la rentabilidad y la toma de decisiones. La elección de una métrica dependerá de la estrategia y características del proyecto, pero el VAN es ampliamente utilizado en la práctica [21]. El VAN es una medida financiera utilizada para evaluar la viabilidad de un proyecto de inversión y se calcula como la diferencia entre los ingresos futuros que se espera que genere el proyecto, B_t , y sus costos, C_t , sobre el horizonte de vida del proyecto, T , utilizando una tasa de descuento, r , para expresarlos en valores actuales según la ecuación 4.2. Si el VAN es positivo, se considera que el proyecto es viable, en caso contrario, es poco probable que genere ganancias financieras.

$$VAN = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} \quad (4.2)$$

4.1.2.2. Análisis bajo incertidumbre

En este análisis se consideran y modelan los principales factores de incertidumbre y se analiza su efecto en la métrica de rendimiento del sistema (VAN). Esto se hace calculando la distribución de estos parámetros a lo largo del tiempo. Cada escenario de demanda puede arrojar un resultado (VAN) distinto. La simulación es la forma más común de llevar esto a cabo, aunque existen otras técnicas, como árboles de decisión o celosía binomial. En todo caso, para obtener una versión estocástica de la demanda es necesario lidiar con la incertidumbre y tener en consideración las posibles variaciones en los resultados a lo largo del tiempo T . De esta manera, es posible tomar decisiones más informadas y mejor fundamentadas sobre el sistema.

El análisis de incertidumbre resulta en una distribución de posibles escenarios de ren-

dimiento. La forma intuitiva de comparar dichos resultados con el modelo determinista es centrarse en el valor esperado de la distribución del VAN (EVAN), calculado de acuerdo a la ecuación 4.3. Según la ecuación 4.1, el resultado del EVAN no es igual al VAN determinista, por lo que el análisis determinista al ignorar las incertidumbres conduce a resultados erróneos.

$$EVAN = \frac{1}{N} \times \sum_{s=1}^N VAN_s \quad (4.3)$$

Es importante tener en cuenta que el EVAN supone una postura neutral respecto al riesgo, lo cual no siempre es apropiado. En realidad, los tomadores de decisiones suelen tener en cuenta el riesgo y tratar de disminuirlo, y le dan una importancia significativa. Por ello, es útil complementar el EVAN con otros indicadores que consideren la distribución de resultados. Para esto, se pueden utilizar enfoques multicriterio que tengan en cuenta tanto criterios cuantitativos como cualitativos [22]. Estos enfoques son más sofisticados y permiten una valoración más completa del proyecto. De esta forma, es posible adoptar decisiones informadas y tomar en cuenta todos los factores que influyen en el resultado del proyecto.

4.1.2.3. Análisis del modelo flexible

Sobre el análisis bajo incertidumbre, que demuestra cuantitativamente la incidencia de la misma, el análisis del modelo flexible aborda su gestión. En específico, se reconoce que los operadores del sistema pueden cambiar, adaptar y reconfigurar según cómo ocurren los acontecimientos a lo largo del tiempo T ; de cómo se comporta la incertidumbre. En este punto se exploran las formas en que los diseñadores de un sistema pueden reducir el riesgo y aumentar las oportunidades. Esto se puede realizar desentrañando las fuentes de incertidumbre con la colaboración de expertos en la materia, y así generar la estrategia de flexibilidad y las reglas de decisión [23]. Alternativamente, si el rango de posibilidades es reducido, se puede explorar el espacio de posibles soluciones flexibles utilizando modelos de selección o técnicas de enumeración [11].

Un enfoque común para incorporar flexibilidad en el diseño es utilizar un sistema modular, empezando con algo pequeño y expandiéndolo según sea menester. La ventaja potencial de este enfoque es trivial: al empezar con algo pequeño, se tiene menos que perder. Además, si se tiene la capacidad de expandirse según sea necesario, se pueden aprovechar las oportunidades en el futuro cuando surgen.

Para realizar un análisis de flexibilidad realista se introducen a continuación, conceptual y analíticamente, los conceptos de: economía de escala, valor del dinero en el tiempo, tasa de aprendizaje, reglas de decisión y valor de flexibilidad.

4.1.2.3.1. Economía de escala

Las economías de escala refieren al fenómeno de que, en promedio, el costo por unidad de capacidad disminuye a medida que aumenta la capacidad total. Son una característica del sistema muy importante en lo que respecta a la flexibilidad en el diseño y caracterizan muchos sistemas. En la práctica, prevalecen en sistemas cuya capacidad es proporcional al volumen y cuyo costo es proporcional a la superficie utilizada (por ejemplo aeronaves, barcos, centrales térmicas y demás). La importancia de las economías de escala radica en que conducen a los diseñadores hacia las instalaciones más grandes, típicamente destinadas a satisfacer la demanda en un futuro lejano, es decir, las economías de escala fomentan compromisos inmediatos motivados por la posible demanda y, en consecuencia, desalientan

diseños que podrían implicar, por ejemplo, un enfoque modular al aumento de capacidad mediante una serie de incrementos más pequeños [24].

La función de costo definida en la ecuación 4.4 proporciona una representación común del fenómeno de economías de escala. El parámetro α es el factor de economía de escala: mientras menor sea α , mayores serán las economías de escala. Dadas las repercusiones que las economías de escala pueden tener sobre la flexibilidad en el diseño es necesario explorar en un análisis de sensibilidad cómo responde el mismo ante distintos valores de α .

$$CAPEX = CAPEX^\alpha \quad (4.4)$$

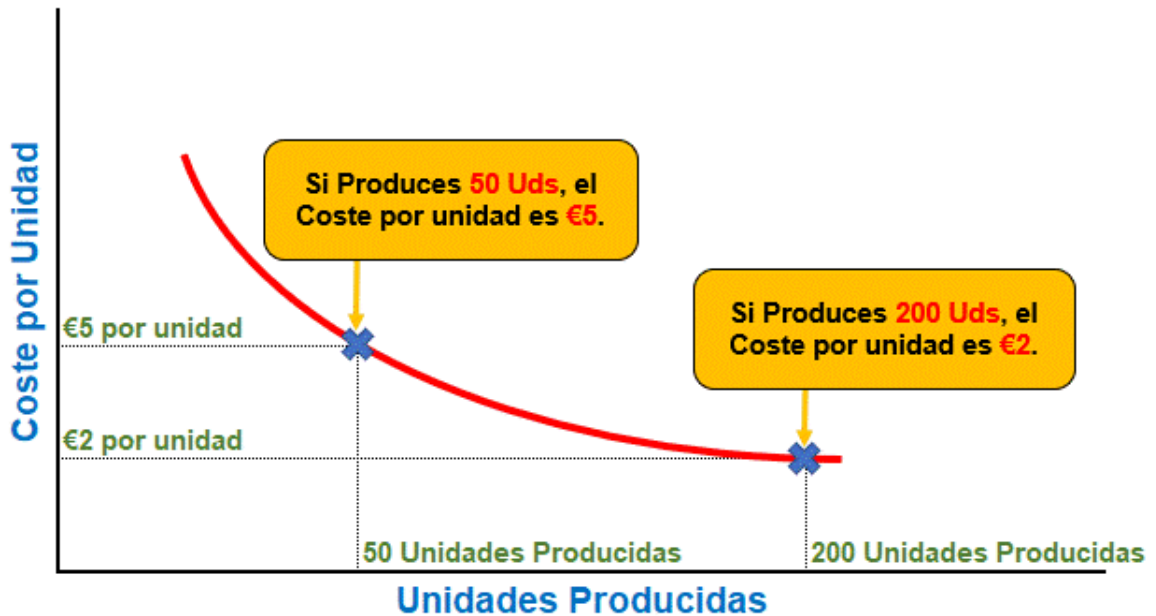


Figura 4.2: Esquema básico de economías de escala. Fuente: consuunt.es

4.1.2.3.2. Valor del dinero en el tiempo

La tasa de descuento r en el cálculo del VAN refleja el valor del dinero en el tiempo. Descuenta apropiadamente el valor de los beneficios y costos futuros en comparación con el valor del dinero actual, como se refleja en la ecuación 4.2. Para efectos de un análisis de flexibilidad, proporciona un contrapeso a las economías de escala. Debido a que provoca una reducción del costo actual de las inversiones futuras, tiene el potencial de aumentar el atractivo de una estrategia de diseño que considere futuros aumentos de capacidad. La figura 4.3 muestra de forma genérica la relación entre el VAN y r .

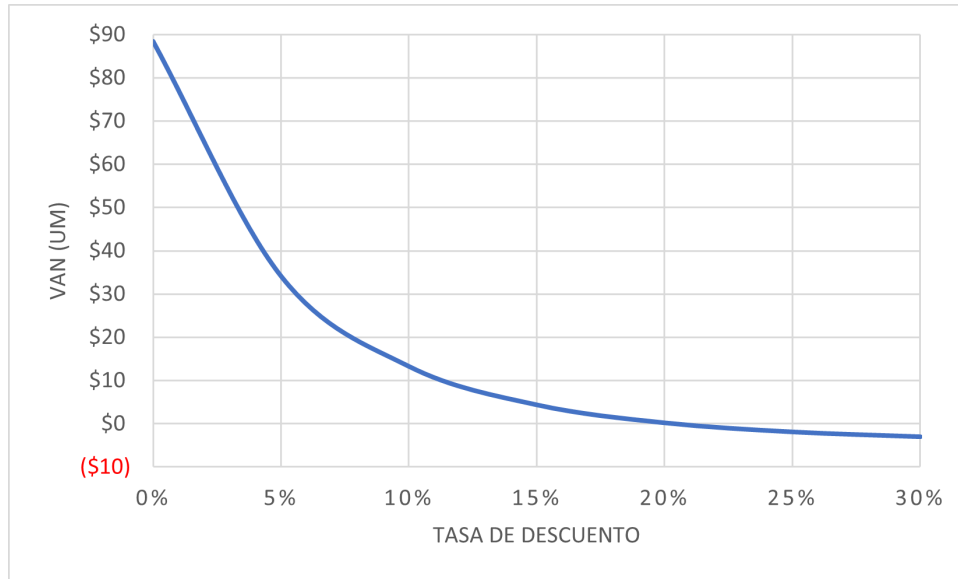


Figura 4.3: Ejemplo que ilustra la dependencia del valor actual neto y la tasa de descuento. Fuente: Elaboración propia. UM=Unidad Monetaria.

4.1.2.3.3. Tasa de aprendizaje

La curva de tasa de aprendizaje es una forma de cuantificar el hecho descriptivo de que el costo de añadir capacidad modular disminuye rutinariamente con el número de unidades producidas. Esto puede desprenderse intuitivamente: cuando se hace algo por primera vez de es relativamente ineficiente; a medida que se repite la tarea, se aprende a ser más productivo. De lo anterior viene el concepto de “aprendizaje”, aunque en la práctica las reducciones de costos pueden estar asociadas también a innovaciones de diseño o mejoras en el proceso de fabricación. La ecuación 4.5 describe esta situación de forma matemática, donde U_1 y U_i representan los *CAPEX* de los módulos primero e *i*-ésimo, en tanto B es la pendiente de la curva de aprendizaje determinada empíricamente en [24].

$$U_i = U_1 \times i^B \quad (4.5)$$

La pendiente B se obtiene con valores empíricos y arbitrarios de aprendizaje, lo que se refleja en la ecuación 4.6.

$$B = \log(100\% - LR\%) / \log(2) \quad (4.6)$$

Donde LR es la tasa de aprendizaje asumida.

La figura 4.4 ilustra gráficamente el proceso de aprendizaje. Mientras más arriba y a la derecha del gráfico se encuentre, menor será el costo.

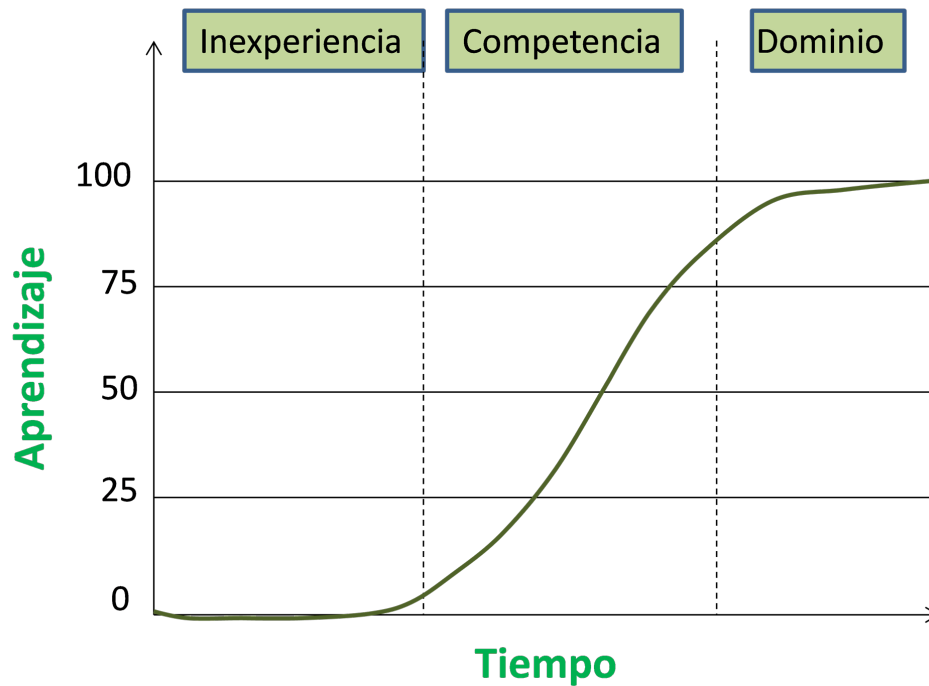


Figura 4.4: Ejemplo de curva de aprendizaje. Fuente: bdoargentina.com

El uso de estrategias flexibles modulares se ve fomentado por el fenómeno de aprendizaje, de la misma forma que el valor del dinero en el tiempo y por la misma razón: se contrarrestan las economías de escala potenciales al hacer que el costo de pequeños incrementos modulares en la capacidad sea económicamente más atractivo en comparación a grandes unidades de producción. Un análisis de sensibilidad puede mostrar el efecto del grado de aprendizaje adquirido.

4.1.2.3.4. Reglas de decisión

Para lograr la flexibilidad del sistema el análisis debe incorporar reglas de decisión en el modelo bajo incertidumbre. Estas reglas deben establecer las condiciones bajo las cuales los operadores del sistema eligen tomar (o no) acciones e implementar cambios en el proyecto. En este caso, para incorporar una expansión de capacidad en un modelo creado en una hoja de cálculo de *Excel* es útil valerse de la función “SI”, cuyas soluciones desencadenan acciones como respuesta a los cambios tales como la adición de capacidad en un tiempo determinado. Una regla para la expansión de capacidad podría ser: **SI** “la demanda agregada observada en el año en curso es superior a un valor umbral” **ENTONCES** “implemente un módulo de capacidad adicional en el próximo período” **SINO** “no haga nada”. El valor umbral es el que determina cuándo el diseñador debe agregar capacidad adicional. Por ejemplo, se puede decidir agregar capacidad cuando la diferencia entre la demanda agregada y la capacidad actual (demanda insatisfecha) alcanza el $X\%$ de la capacidad existente.

4.1.2.3.5. Valor de flexibilidad

Se define el valor de flexibilidad como la diferencia entre el valor total del sistema con flexibilidad y el sin flexibilidad calculado en el análisis bajo incertidumbre, como se indica en la ecuación 4.7.

$$\text{FlexValue} = \max(0, EVAN_{flexible} - EVAN_{fijo}) \quad (4.7)$$

4.2. Descripción básica del sistema propuesto

La figura 4.5 proporciona el diagrama referencial inicial del sistema propuesto. Se consideran módulos de producción de H2V alimentados por energía solar. Se propone alimentar la demanda de energía eléctrica con la producción solar durante las horas de luz, períodos en los cuales a su vez se genera y almacena el H2V para proveer energía en horario nocturno. La planta de generación FC corresponde a la unidad generadora de electricidad utilizando pilas de combustible. El proyecto busca recoger y reconocer las fuentes de incertidumbre presentes en la aparición de nuevos(as) proveedores, métodos y/o tecnologías, siendo consciente del escenario actual donde las faenas, en general, utilizan energía proveniente del sistema eléctrico nacional (SEN).

El diseño modular incorpora el conjunto: panel solar-electrolizador-almacenamiento-pila de combustible.

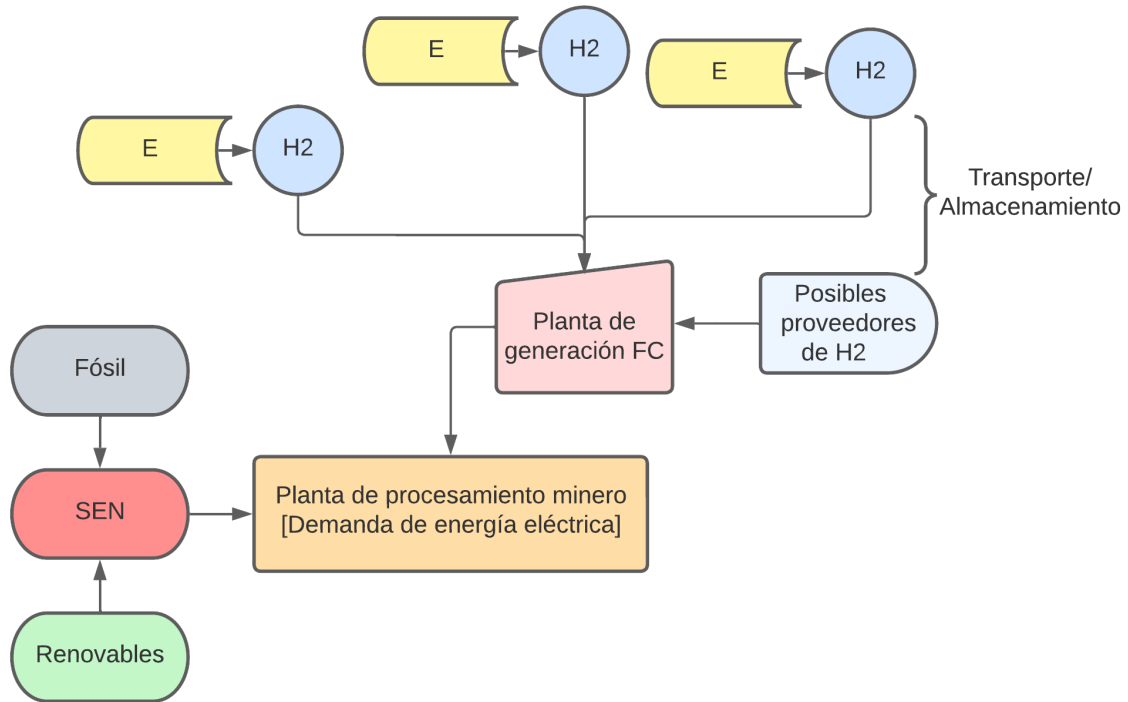


Figura 4.5: Esquema básico (preliminar) del trabajo propuesto.

Capítulo 5

Parámetros del proyecto

5.1. Demanda energética

Para la estimación del perfil de demanda se deben seleccionar tanto una faena como un proceso en particular. La selección se hace de manera arbitraria bajo los siguientes criterios:

- Para la selección de faena: se considerará la que evidencie el mayor consumo eléctrico.
- Para la selección de proceso: se considerará un proceso que presente una agregación de demanda proyectada creciente.

Debido a la accesibilidad de datos se consideran para la estimación de la demanda las empresas mineras pertenecientes al Estado de Chile. La figura 5.1 muestra el consumo esperado de energía eléctrica en la minería del cobre en Chile hasta el año 2032.

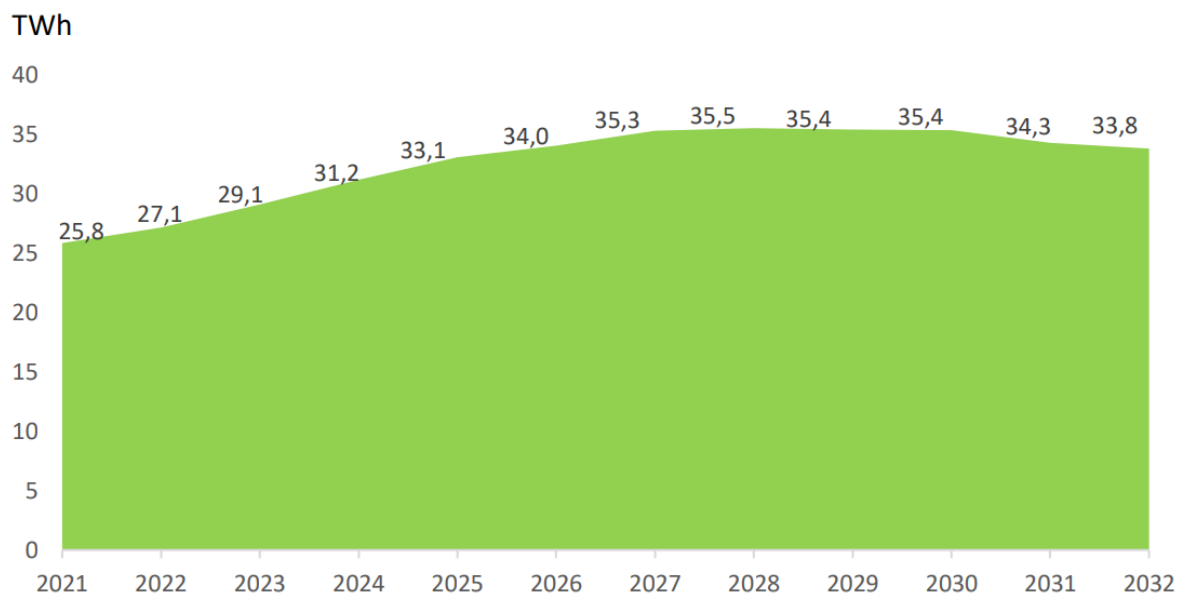


Figura 5.1: Consumo eléctrico esperado de la minería del cobre. Fuente: COCHILCO [25].

La figura 5.2 muestra el consumo eléctrico esperado por región hasta el año 2032. Se evidencia que el mayor consumo es en la región de Antofagasta, alcanzando más del 50% del consumo total, en particular debido a la presencia de la mina Chuquicamata.

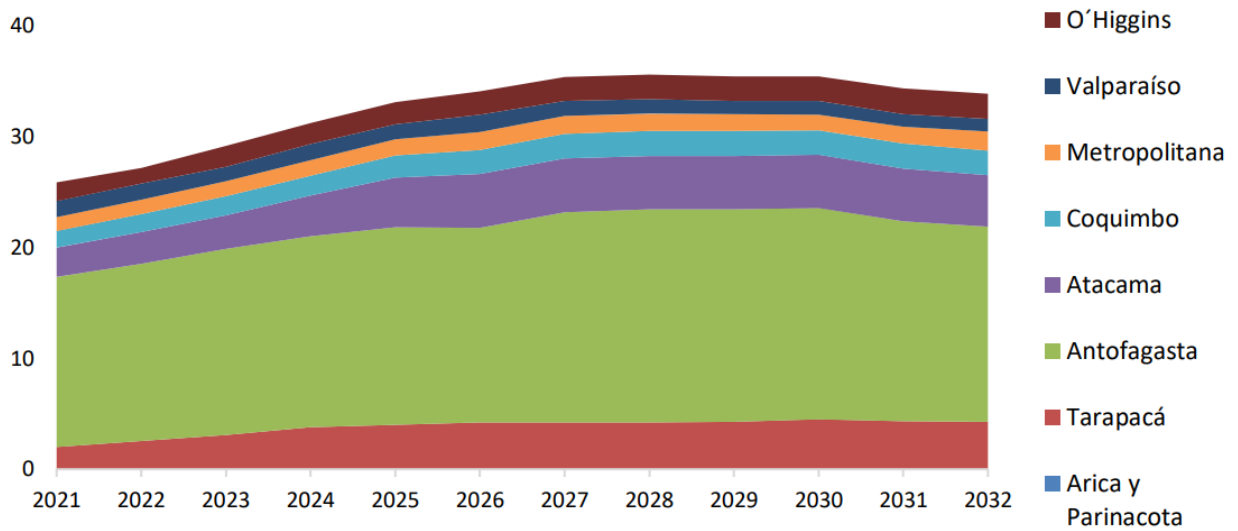


Figura 5.2: Consumo eléctrico esperado por región en TWh. Fuente: COCHILCO [25].

Se selecciona para este estudio, en consecuencia, la refinería de Chuquicamata.

La figura 5.3 muestra el consumo eléctrico esperado por proceso hasta el año 2032. Se lee del gráfico que el proceso “concentradora” concentra más del 50 % del total, seguido por “mina rajo”, “fundición” y “agua de mar”. El resto de procesos acumulan sólo el 10 % del total (figura 5.4).

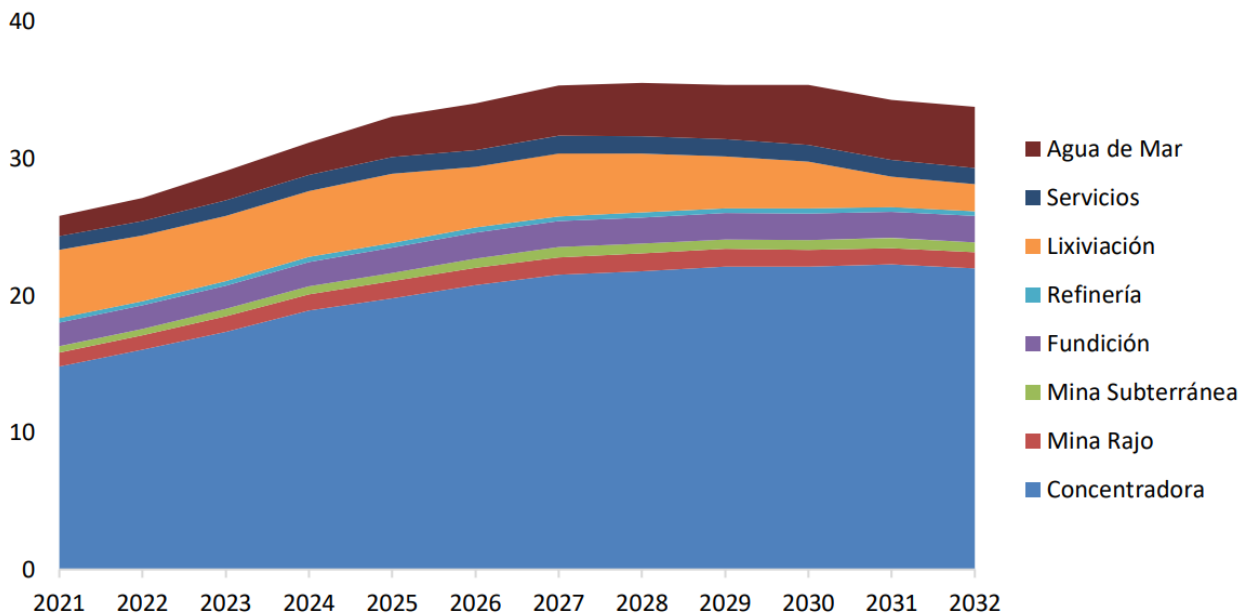


Figura 5.3: Consumo eléctrico esperado de la minería del cobre por procesos en TWh. Fuente: COCHILCO [25].

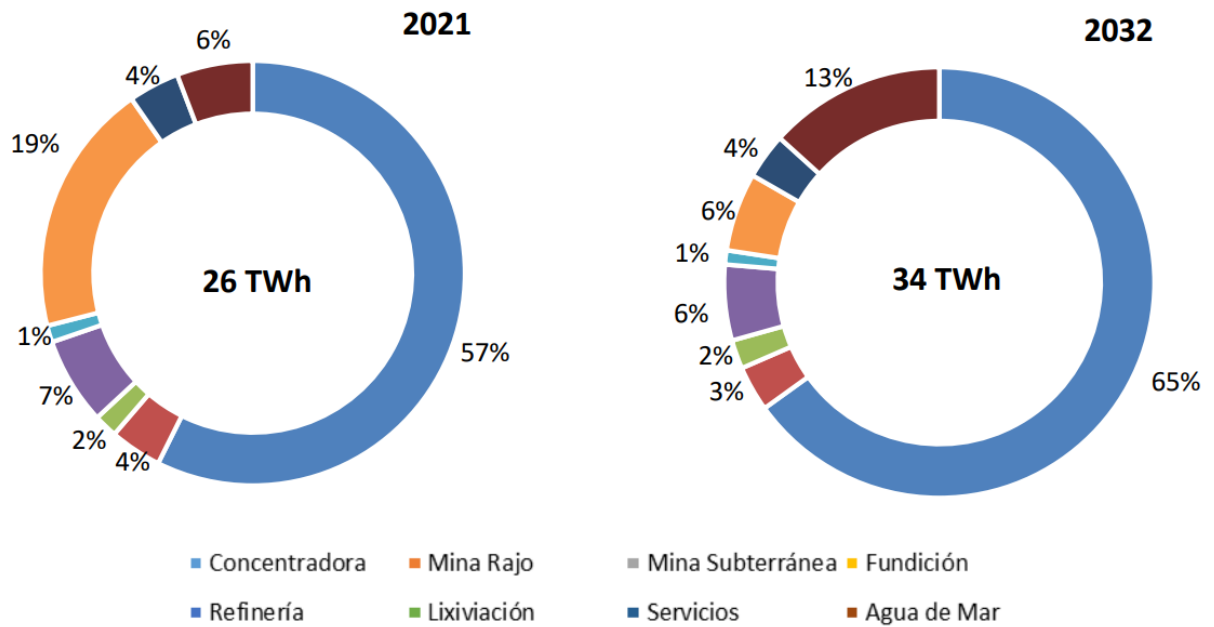


Figura 5.4: Consumo eléctrico esperado en % por procesos. Comparativa entre 2021 y proyección al 2032. Fuente: COCHILCO [25].

Se lee del gráfico de la figura 5.4 que los procesos “concentradora” y “agua de mar” son los que presentan una agregación de demanda proyectada al 2032 estrictamente creciente. El proceso “concentradora” demanda una cantidad de energía muy superior comparativamente, dificultando satisfacerla con el proyecto propuesto por capacidad técnica. En consecuencia, se selecciona el proceso “agua de mar”.

Tomando los datos proyectados para la demanda energética explicitados en [25], extrapolando y ponderando por la producción esperada de la faena de Chuquicamata obtenida de [26], se construye el perfil de demanda determinista a utilizar, resumido en la tabla 5.1 y visualizado en la figura 5.5.

Tabla 5.1: Perfil de demanda proyectada por año [25] [26].

Año cronológico	Año proyecto	Demanda esperada [GWh]
2023	0	-
2024	1	11.93
2025	2	34.94
2026	3	43.89
2027	4	75.49
2028	5	84.77
2029	6	91.28
2030	7	98.82
2031	8	101.19
2032	9	114.86
2033	10	119.46
2034	11	119.99

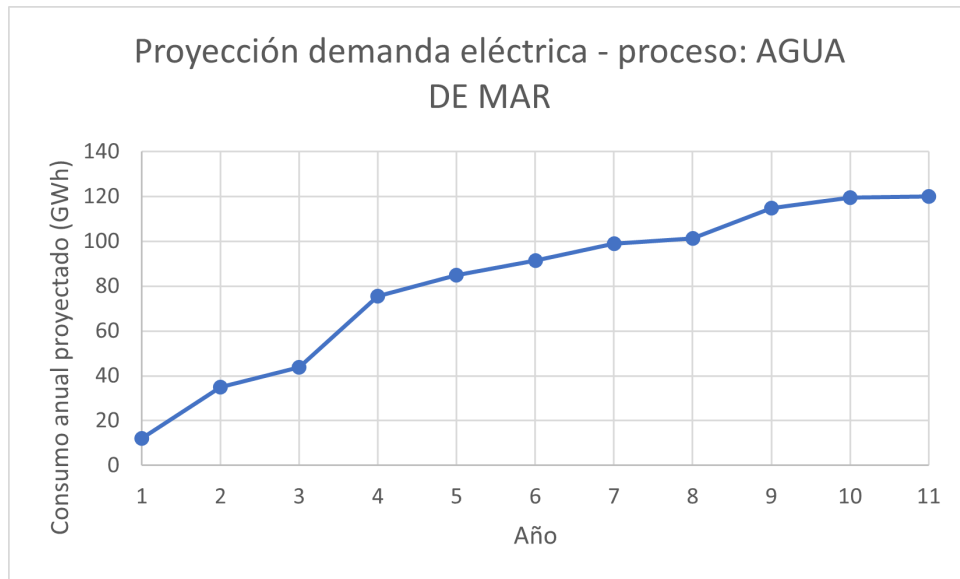


Figura 5.5: Perfil de demanda eléctrica.

5.2. Variables para la evaluación económica

Con los antecedentes recopilados y considerando opiniones y sugerencias de expertos en la materia, los parámetros y supuestos a utilizar para la evaluación del proyecto son:

- El tiempo necesario para la construcción de un módulo de energía es 1 año. Se pueden construir en paralelo.
- El análisis examina las economías de escala para: $\alpha = 1, 0.95, 0.90$ y 0.85 . El análisis del diseño flexible considera tasas de aprendizaje $LR = 0\%, 5\%, 10\%$ y 15% .
- Los costos de operación (OPEX) se fijarán como un 5% del CAPEX.

- El horizonte de vida del proyecto de fija en $T = 11$ años. La tasa de impuestos corporativa será de 15 %.
- La tasa de descuento r se asume del 10 %.

5.2.1. Costo de producción del H2V e ingresos

Para determinar los posibles ingresos y los costos de producción asociados al mercado del H2V en Chile se realiza el cruce de información entre las fuentes [27] y [28], en conjunto con los datos del Coordinador Eléctrico Nacional.

5.2.1.1. Costo de producción

La tabla 5.2 muestra los costos esperados de producción obtenidos mediante una extrapolación exponencial de las proyecciones nacionales e internacionales. Dichos costos se visualizan en la figura 5.6.

Tabla 5.2: Costos de producción de H2V proyectados.

Año	Costo [USD/Kg]
0	2.50
1	2.37
2	2.25
3	2.13
4	2.02
5	1.92
6	1.82
7	1.73
8	1.64
9	1.55
10	1.47
11	1.40

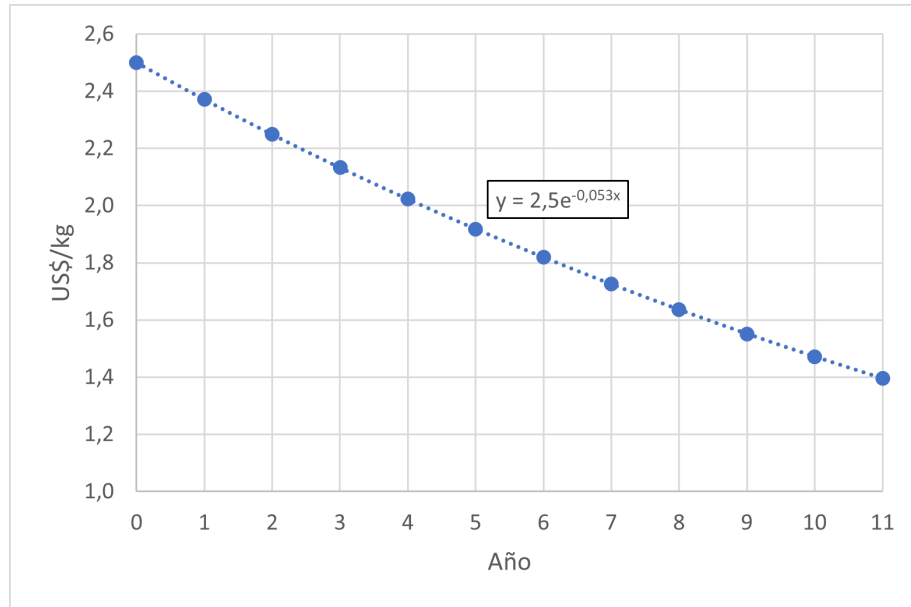


Figura 5.6: Costos de producción de H2V proyectados.

5.2.1.2. Ingresos

Los ingresos se determinan considerando el precio de venta de H2V proyectado, además de incluir los ingresos por venta al SEN de la energía eléctrica producida y por concepto de potencia instalada.

Ingresos por H2V

La tabla 5.3 muestra los ingresos esperados por producción de H2V obtenidos mediante una extrapolación exponencial de las proyecciones nacionales e internacionales. Dichos ingresos se visualizan en la figura 5.7.

Tabla 5.3: Ingresos por producción de H2V proyectados.

Año	Ingresos [USD/Kg]
0	16.1
1	13.6
2	11.5
3	9.8
4	8.3
5	7.1
6	6.1
7	5.3
8	4.6
9	4.0
10	3.5
11	3.1

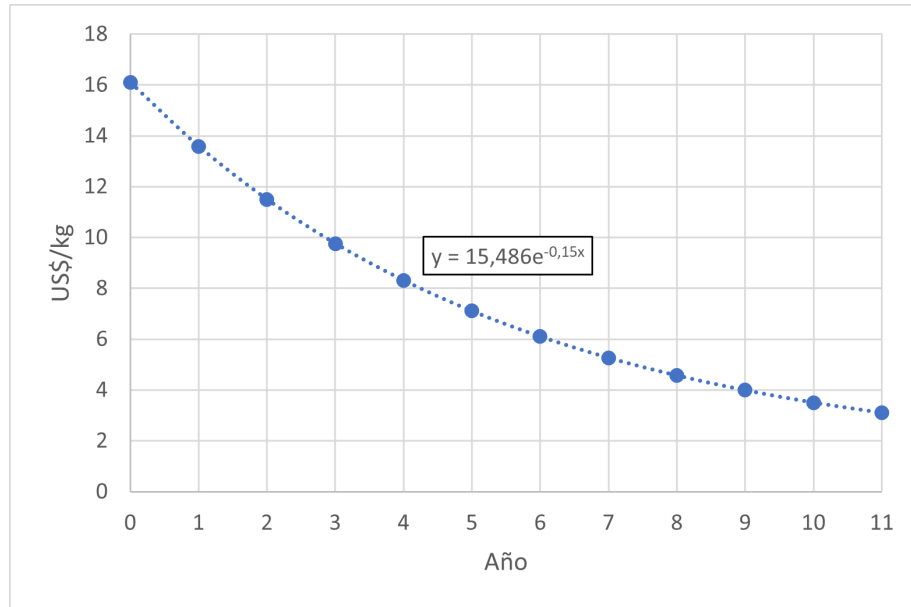


Figura 5.7: Ingresos por producción de H2V proyectados.

Proyección de costos marginales

La proyección de costos marginales (CMg) responde a la evolución de la matriz generadora de energía eléctrica nacional para abastecer una demanda creciente en el tiempo. Se realiza una proyección sobre el horizonte del proyecto tomando los datos del Coordinador Eléctrico Nacional entre los años 2013 y 2020 [29]. Utilizando los promedios anuales del CMg se lleva a cabo una extrapolación exponencial. Los datos son explicitados en la tabla 5.4 y resumidos en la figura 5.8.

Para calcular el ingreso se toma como supuesto que toda la energía generada es inyectada al sistema al valor del CMg.

Tabla 5.4: Ingresos por proyección de CMg.

Año	Ingreso [USD/MWh]
0	32.40
1	32.17
2	31.95
3	31.73
4	31.51
5	31.29
6	31.07
7	30.85
8	30.64
9	30.42
10	30.21
11	29.99

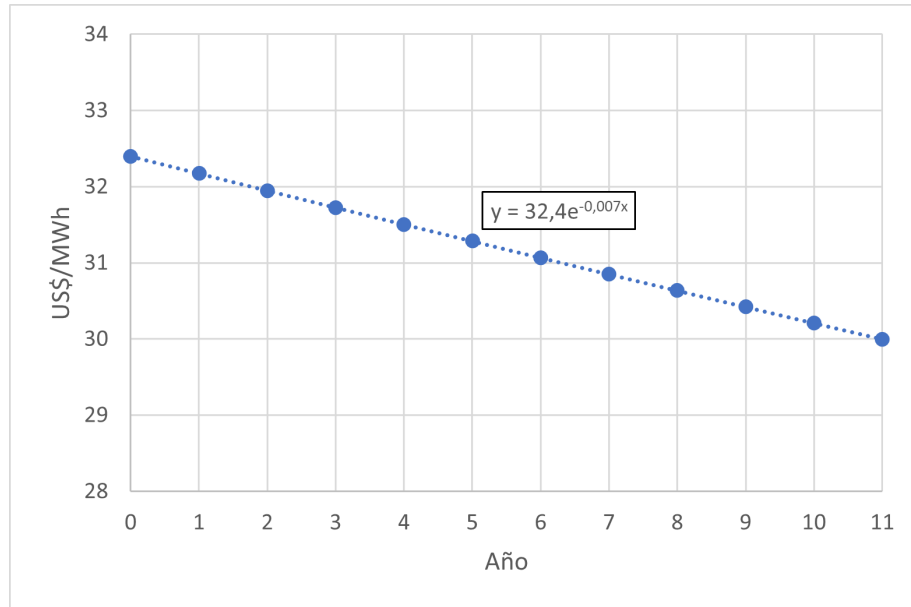


Figura 5.8: Ingresos por proyección de CMg.

Ingresos por potencia eléctrica

Para determinar el ingreso por concepto de potencia instalada en la red se utiliza un promedio de 160 USD/MWh, reconociendo un factor de utilización del 20% de la potencia total [30].

5.3. Variables para la evaluación ambiental

La tabla 5.5 y la figura 5.9 muestran una extrapolación exponencial de los factores de emisión de GEI utilizando los datos de los últimos años del Sistema Eléctrico Nacional [31]. Para valorar económicamente el impacto ambiental se considera el impuesto verde en Chile de 5 USD/tCO₂eq [32].

Tabla 5.5: Factores de emisión proyectados.

Año proyecto	tCO ₂ eq/GWh
0	390.70
1	375.49
2	360.44
3	345.56
4	330.84
5	316.28
6	301.88
7	287.64
8	273.55
9	259.62
10	245.84
11	232.21

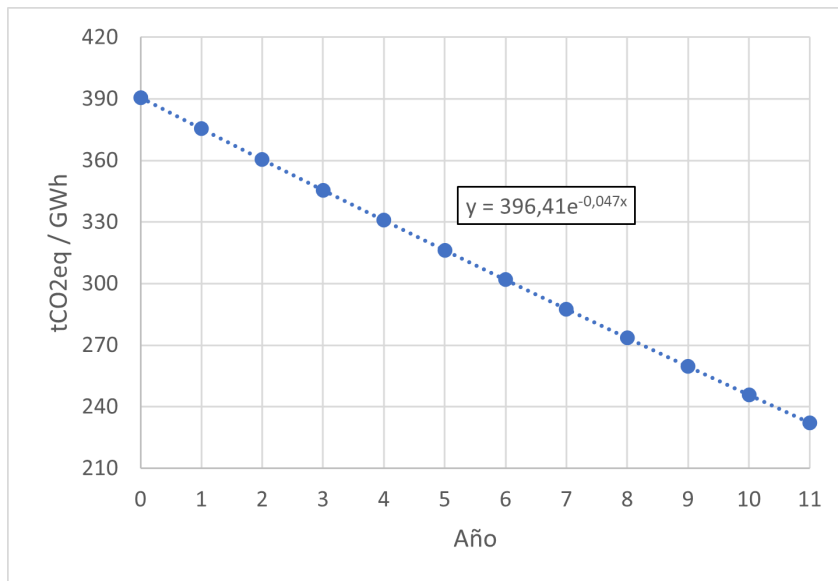


Figura 5.9: Factor de emisiones de tCO₂eq.

Capítulo 6

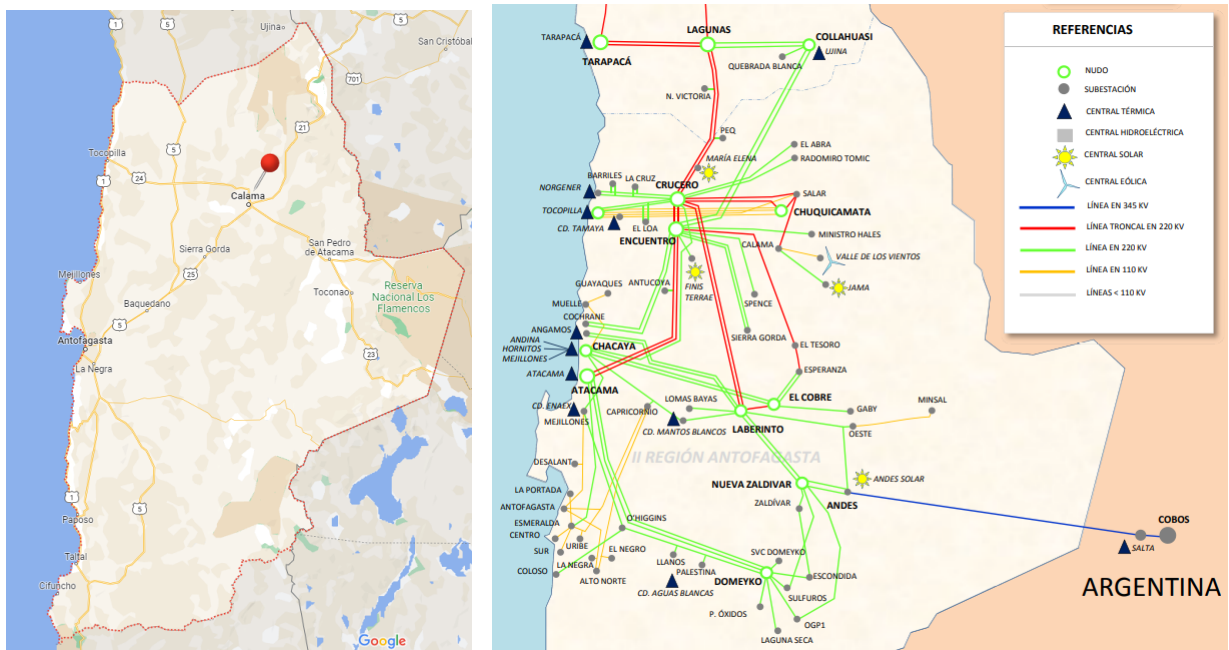
Diseño de módulos

En este capítulo se diseñan, de manera conceptual, los módulos a utilizar; seleccionando ubicación, equipos y estimando los costos correspondientes con el objetivo de generar un diagrama que ilustre el funcionamiento de cada módulo.

6.1. Selección de ubicación

6.1.1. Análisis del sector

Habiendo seleccionado la refinería de Chuquicamata como fuente de demanda energética, se entiende que el emplazamiento de la planta de generación debe estar ubicada dentro de la región de Antofagasta. La figura 6.1 muestra la ubicación de la refinería y las centrales y líneas eléctricas que actualmente operan dentro de la región.



(a) Ubicación refinería. Fuente: Google (b) Líneas y centrales. Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional. Maps.

Figura 6.1: Región de Antofagasta.

Uno de los recursos más importantes para la selección de la ubicación de la planta es el solar para la generación de energía fotovoltaica que suplirá de energía a la planta de H2V. La figura 6.2 muestra el recurso solar disponible en la región que asciende, en promedio, a 7.22 KWh/m²/día, siendo uno de los sectores que más radiación solar recibe en el mundo.

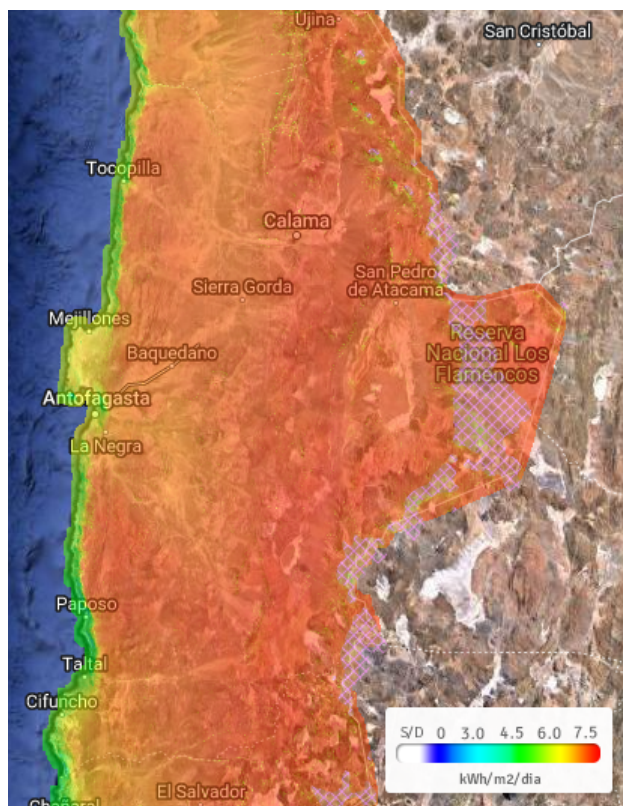


Figura 6.2: Recurso solar en la región de Antofagasta. Fuente: Explorador Solar.

6.1.2. Ubicaciones posibles

Para la selección definitiva de la ubicación se tomarán en cuenta los siguientes criterios (no excluyentes):

- Extensión mínima de 50.000 m².
- Ubicado en zona industrial (molesta, no molesta o inofensiva).
- Proximidad a líneas eléctricas.
- Proximidad a recurso hídrico (no excluyente. La obtención del recurso hídrico se encuentra fuera de alcance).
- Sector de bajo impacto ambiental: no encontrarse en zonas protegidas.
- Evitar la vaguada costera.

Según los criterios mencionados anteriormente, se han encontrado en la web 4 candidatos posibles (a, b, c, d). La figura 6.3 caracteriza los terrenos (extensión y costo). La figura 6.4 muestra su ubicación geográfica.



(a) 55.712 m². \$2.296 MMUSD. PortalTerreno.



(b) 52.000 m². \$11.443 MMUSD. Portal-Terreno.



(c) 75.000 m². \$2.787 MMUSD. Tixuz.



(d) 52.910 m². \$2.250 MMUSD. Biaggini.

Figura 6.3: Terrenos candidatos.

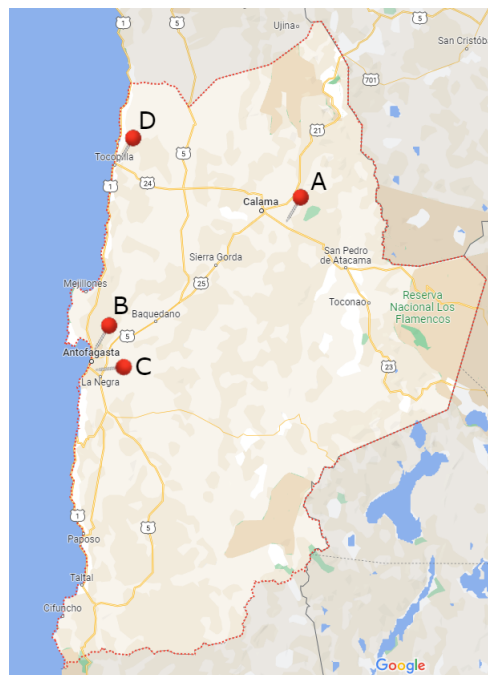


Figura 6.4: Ubicación de los terrenos candidatos en la región de Antofagasta.

6.1.3. Ubicación seleccionada

Todas las ubicaciones candidatas cumplen con los requisitos de extensión y se encuentran en zonas con permisos industriales. Ninguna de las ubicaciones se emplaza en sectores protegidos. La ubicación b se descarta por el alto costo comparativo frente a las ubicaciones a, c y d. Las ubicaciones c y d poseen proximidad al recurso hídrico, pero se pueden ver afectadas por la vaguada costera durante las mañanas. Al comparar las figuras 6.4 y 6.1 se observa que la ubicación a (Calama) se encuentra próxima a una línea eléctrica de 220 kV que comunica con Chuquicamata, y no se vería afectada por la nubosidad al estar alejada de la costa. En consecuencia, la ubicación seleccionada es la **a** ($22^{\circ}33'30.9''\text{S}$; $68^{\circ}42'10.2''\text{O}$).

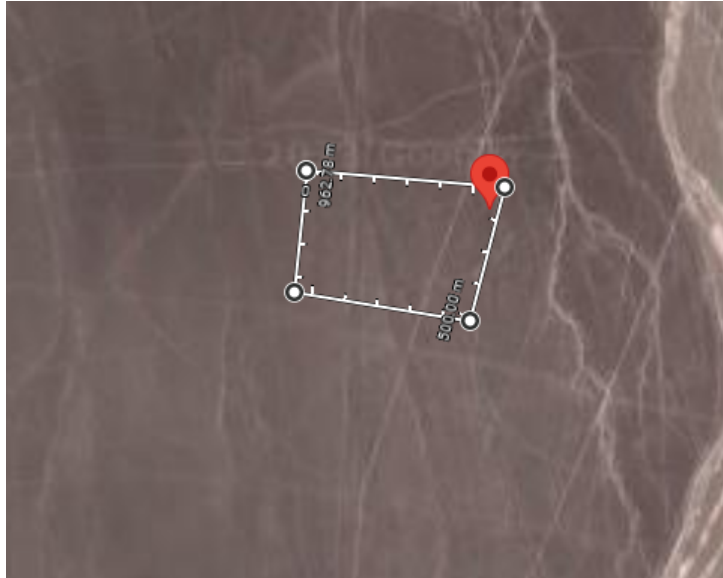


Figura 6.5: Ubicación seleccionada en Calama. Google Maps.

6.2. Selección de equipos y estimación de costos

En esta sección se seleccionan equipos dentro de los disponibles en el mercado con el objetivo de hacer una estimación básica de sus costos.

6.2.1. Celdas de combustible

Como se comentó en el capítulo de antecedentes, las celdas de combustible de membrana de electrolito (PEMFC) son la tecnología más desarrollada y robusta disponible en el mercado para el aprovechamiento del potencial energético del hidrógeno en cuanto a producción de electricidad.

Diversas iniciativas gubernamentales al rededor del mundo junto con el creciente apoyo de la inversión privada hacen de esperar que el mercado de PEMFC sea fuertemente impulsado en el mediano plazo, así como también que los avances tecnológicos permitan una reducción considerable en los costos.

La tabla 6.1 muestra los principales fabricantes de PEMFC a nivel mundial, que dominan fuertemente el mercado [33].

Ballard, que se posiciona actualmente como el principal fabricante de PEMFC a nivel mundial, posee dentro de sus productos el ClearGenII™, un sistema de generación eléctrica

Tabla 6.1: Principales fabricantes de PEMFC.

#	Líderes del mercado
1	Ballard Power Systems Inc.
2	Plug Power Inc.
3	ITM Power PLC
4	PowerCell Sweden AB
5	Intelligent Energy Limited

modular de 1.5 MW, que ofrece una alternativa altamente eficiente para la producción de electricidad a partir de hidrógeno. Sus principales características son:

- Salida eléctrica AC o DC a 50/60 Hz.
- Conjunto contenido en un contenedor ISO de 40'.
- Alta eficiencia eléctrica con consumo nominal de 65 kg/hr.
- Costo por módulo de 2.25 MMUSD.

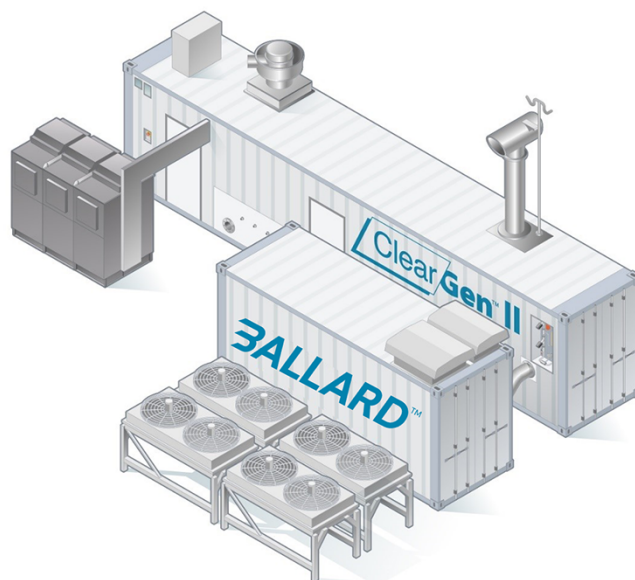


Figura 6.6: Ballard ClearGenII™.

6.2.2. Electrolizador

En el capítulo de antecedentes se comentó que la electrólisis de agua es el método que muestra las mejores oportunidades para ser utilizada a gran escala. Al asumir que el consumo nominal de la PEMFC es de 65 kg/hr, y que funcionará 12 horas diarias (durante la noche), se requiere un electrolizador que sea capaz de proveer 780 kg/día de hidrógeno.

En la actualidad el mercado de electrolizadores está dominado por dos tipos: electrolizadores alcalinos y electrolizadores de membrana. La tabla 6.2 muestra los principales fabricantes de electrolizadores en el mundo [34]:

Tabla 6.2: Principales fabricantes de electrolizadores.

#	Líderes del mercado
1	ITM Power
2	Plug Power Inc.
3	John Cockerill
4	Siemens Energy
5	Cummins

ITM Power, que lidera el mercado global de fabricantes de electrolizadores para la producción de hidrógeno verde, ofrece dentro de sus productos el 3MEP CUBE™, un electrolizador tipo PEM de alto rendimiento. Sus principales características son:

- Bajo costo operacional.
- Producción máxima de 36 kg/hr.
- Consumo de agua aproximado de 25 litros/kg de hidrógeno.
- Entrada de energía eléctrica de 2 MW a carga máxima.
- Costo aproximado de 230,000 USD por unidad.



Figura 6.7: ITM Power 3MEP CUBE™.

Dado que el requerimiento mínimo es de 780 kg/día/módulo, cada unidad de producción de hidrógeno debe componerse de dos 3MEP CUBE™, con una producción máxima de 864 kg de hidrógeno cada 12 horas de operación y una entrada de energía eléctrica de 4 MW a carga máxima.

6.2.3. Paneles solares

Se determinó en la sección anterior que cada unidad de producción de hidrógeno requiere 4 MW de entrada de energía eléctrica para abastecer de electricidad a la planta durante las horas de oscuridad con el hidrógeno producido durante las horas de luz. Para mantener la potencia de salida de cada módulo en 1.5 MW durante el día es necesario entonces que la unidad generadora de electricidad (solar) tenga una salida de potencia nominal de 5.5 MW.

La tecnología de generación eléctrica con paneles fotovoltaicos es por lejos la más madura entre las que se encuentran disponibles técnicamente, y existen variados proveedores de soluciones al rededor del mundo y en Chile.

Existen 3 tipos principales de paneles fotovoltaicos: amorfos, policristalinos y monocristalinos. Los paneles fabricados con células monocristalinas son los que entregan el mayor rendimiento y son más estables en el tiempo [35].

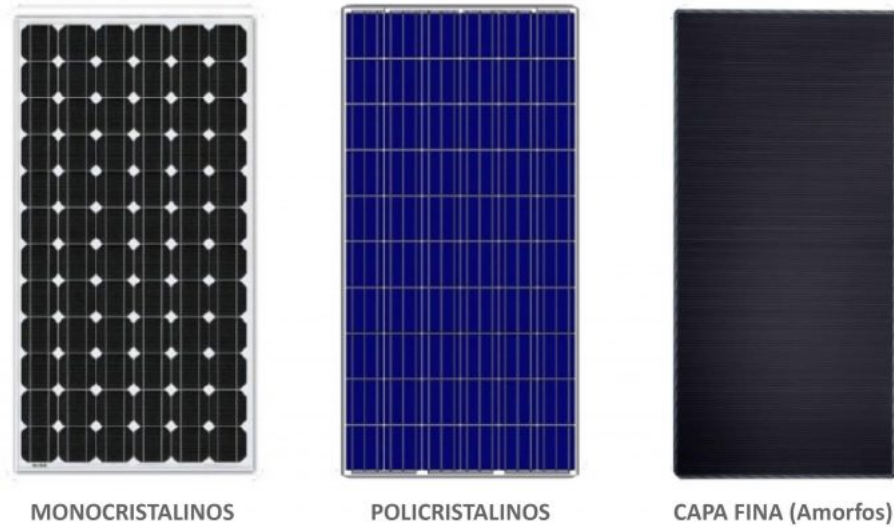


Figura 6.8: Tipos de paneles fotovoltaicos.

Según lo informado en el Informe de costos de tecnologías de generación 2023 del Ministerio de Energía de Chile [36], el costo de inversión unitario referencial para la tecnología solar fotovoltaica es de 762 USD/kW. Para estimar el número de paneles y el área se toman como referencias paneles monocristalinos de 660 W. La tabla 6.3 resume el costo de la unidad fotovoltaica, por módulo.

Tabla 6.3: Costo por unidad generadora de electricidad de 5.5 MW.

Ítem	Valor	Unidad
Número de paneles	8,334	-
Potencia máxima	5.50044	MW
Área	25,000	m^2
Costo total	4,191,000	USD

6.2.4. Almacenamiento

En la sección de antecedentes se apuntó que el uso de tanques o estructuras sólidas son las tecnologías más desarrolladas para el almacenamiento de hidrógeno. Se puede almacenar en estado gaseoso o líquido. La figura 6.9 es el diagrama de fases del hidrógeno, útil para dimensionar contenedores.

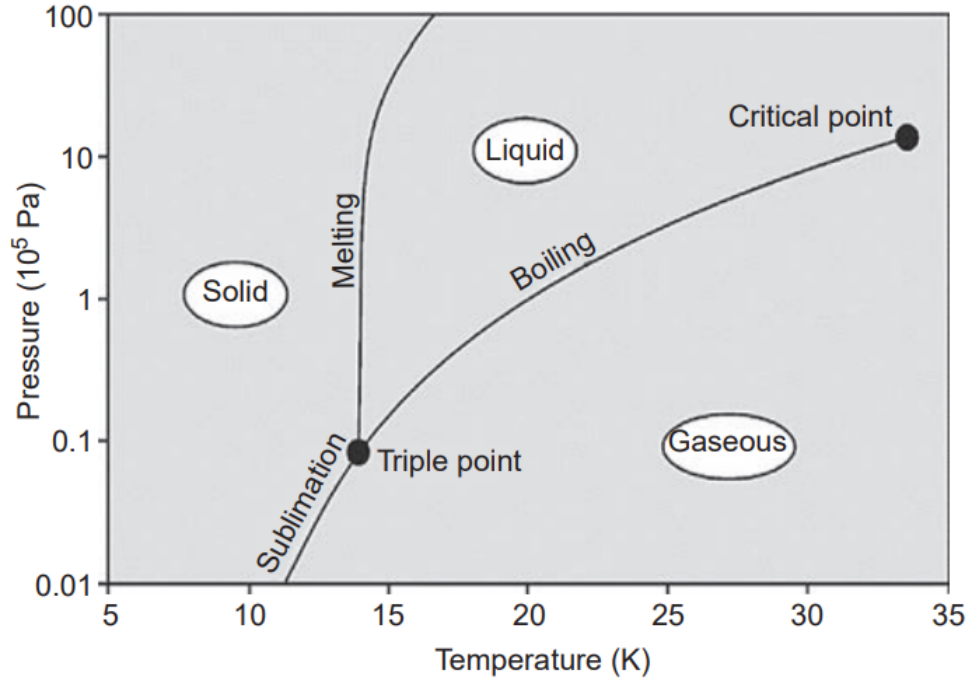


Figura 6.9: Diagrama de fases del hidrógeno [37].

6.2.4.1. Almacenamiento en estado líquido

Para calcular las dimensiones de un contenedor de hidrógeno en estado líquido se debe notar que a una presión aproximada de 1 atm, la temperatura debe ser de entre 15 y 20 K (figura 6.9). A dicha temperatura la densidad del hidrógeno es, aproximadamente, $\rho_l = 70.71 [kg/m^3]$ [37]. La masa requerida para almacenar es la producción diaria de $m_{H_2} = 780 kg$, por lo que el volumen del tanque puede calcularse como:

$$V = m_{H_2} (1 + V_e) \quad (6.1)$$

Para mantener la presión constante y evitar la ebullición se debe mantener un exceso de volumen V_e estimado en 7.2% ($V_e = 0.072$) [38].

Luego, las dimensiones del tanque quedan determinadas por la ecuación:

$$V = \frac{4\pi r^3}{3} + \pi r^2 L \quad (6.2)$$

Para un tanque cilíndrico. Notar que para un tanque esférico basta con imponer $L = 0$.

Luego, imponiendo un tanque cilíndrico de 3 metros de largo, se concluye una altura de $0.94 \approx 1$ m.

Un tanque de dichas características, incluyendo su instalación, tiene un costo aproximado de 545,870 USD [38].

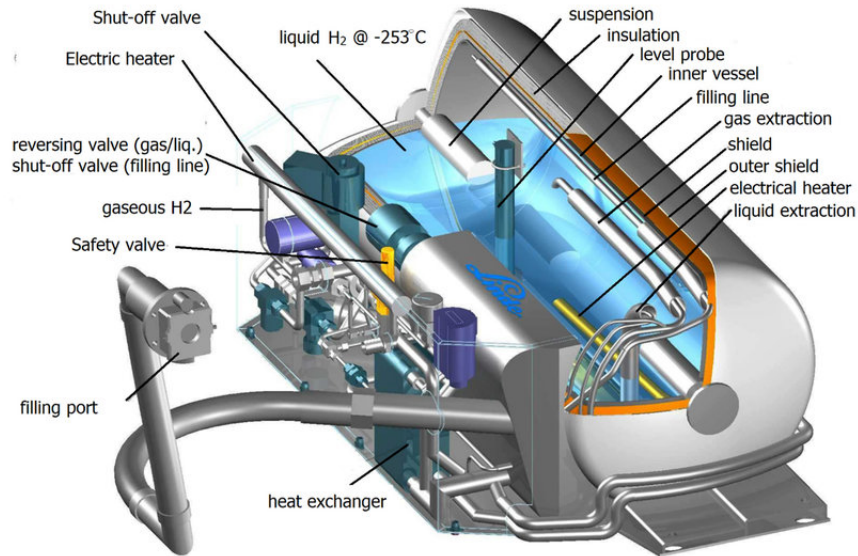


Figura 6.10: Tanque de hidrógeno líquido. Fuente: Linde.

6.2.4.2. Almacenamiento en estado gaseoso

De forma análoga al caso anterior, para dimensionar un tanque de almacenamiento de hidrógeno en estado gaseoso, se asume que el hidrógeno tendrá el comportamiento de un gas ideal, luego:

$$V = \frac{m_{H_2}RT}{P} \quad (6.3)$$

Donde,

- R : constante de gas para el hidrógeno = $4157.2 [Nm/K \cdot kg]$.
- P : presión del gas [Pa].
- T : temperatura [K].

Luego, utilizando la ecuación 6.2, e imponiendo una presión máxima de 250 bar, consistente con tanques tipo I [39], y un tanque cilíndrico de 3 metros de largo, se concluye una altura de 1.56 m.

Un tanque de las características determinadas, incluyendo instalación, tiene un costo aproximado de 668,514 USD [38].

Estructura tanque de hidrógeno

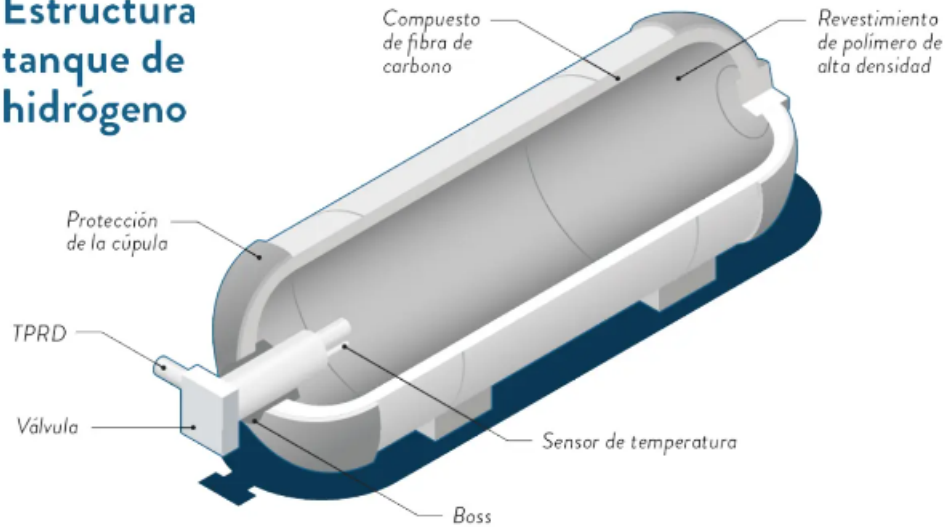


Figura 6.11: Tanque de hidrógeno comprimido. Fuente: H2 Chile.

La tabla 6.4 es una comparación entre ambas tecnologías de almacenamiento.

Tabla 6.4: Cuadro comparativo tecnologías de almacenamiento.

	Licuada (líquido)	Comprimido (gaseoso)
Volumen [m ³]	11.825	38.652
Altura [m]	1	1.56
Costo [USD]	545,870	668,514

Debido a que consideraciones energéticas están fuera del alcance de este proyecto, se selecciona la tecnología en base a criterios espacio-económicos. En consecuencia, la tecnología de almacenamiento seleccionada es en estado líquido.

6.2.5. Resumen de costos

La tabla 6.5 resume los costos totales del proyecto que serán considerados para la evaluación económica, que pueden visualizarse en la figura 6.12.

Tabla 6.5: Resumen de costos.

Ítem	Costo en millones de USD
Unidad fotovoltaica	4.191
Electrolizadores	0.460
Almacenamiento	0.546
Celdas de combustible	2.250
Total módulo 1.5 MW	7.033
Terreno	2.296

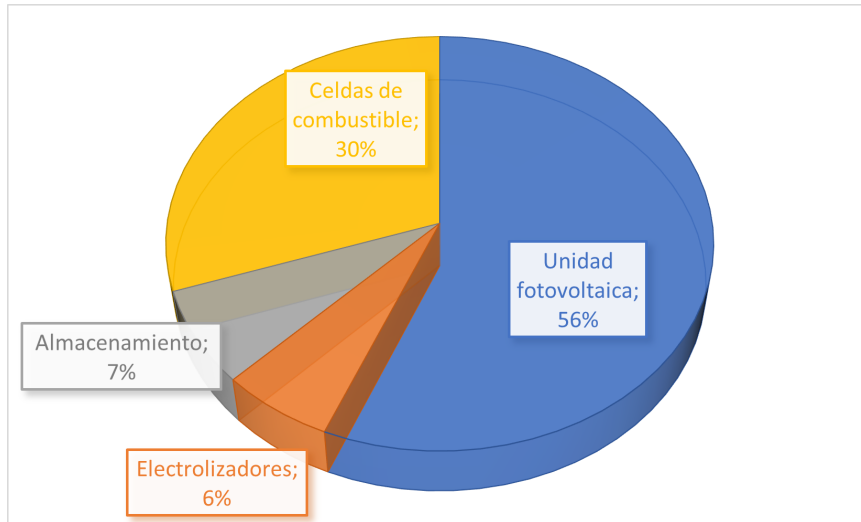


Figura 6.12: Distribución de costos en gráfico circular.

6.3. Diagrama módulos

Las figuras 6.13 y 6.14 representan el diseño de los módulos propuesto mediante un esquema básico y un diagrama de flujo, respectivamente.

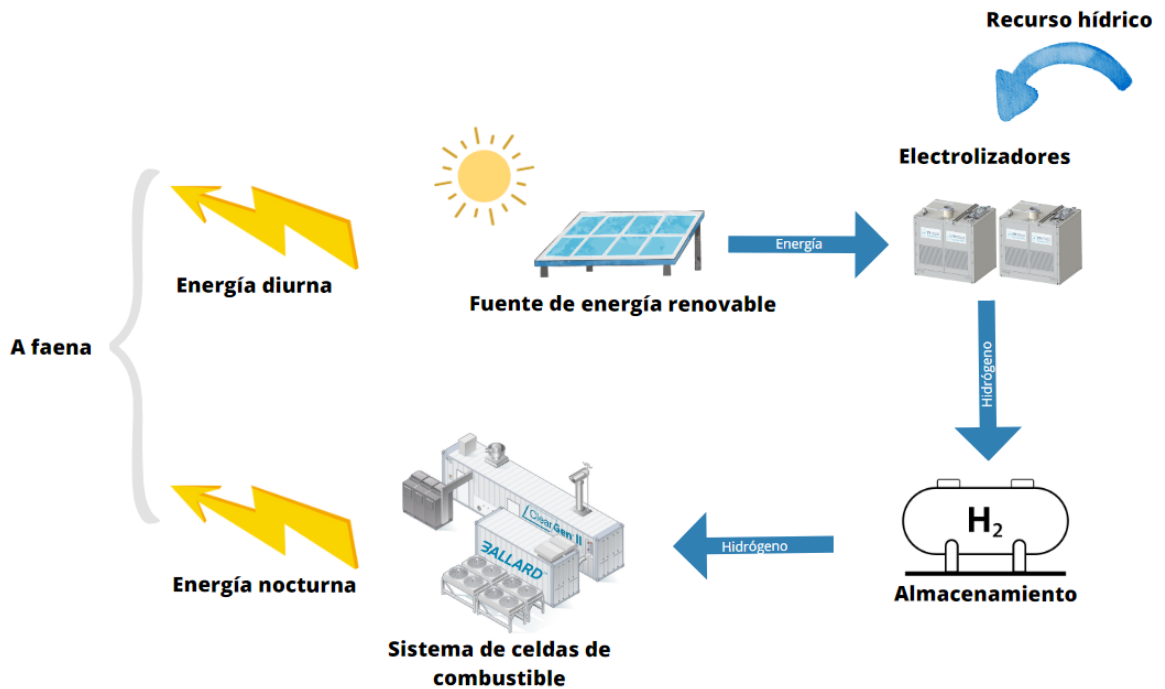


Figura 6.13: Esquema representativo del funcionamiento de la planta.

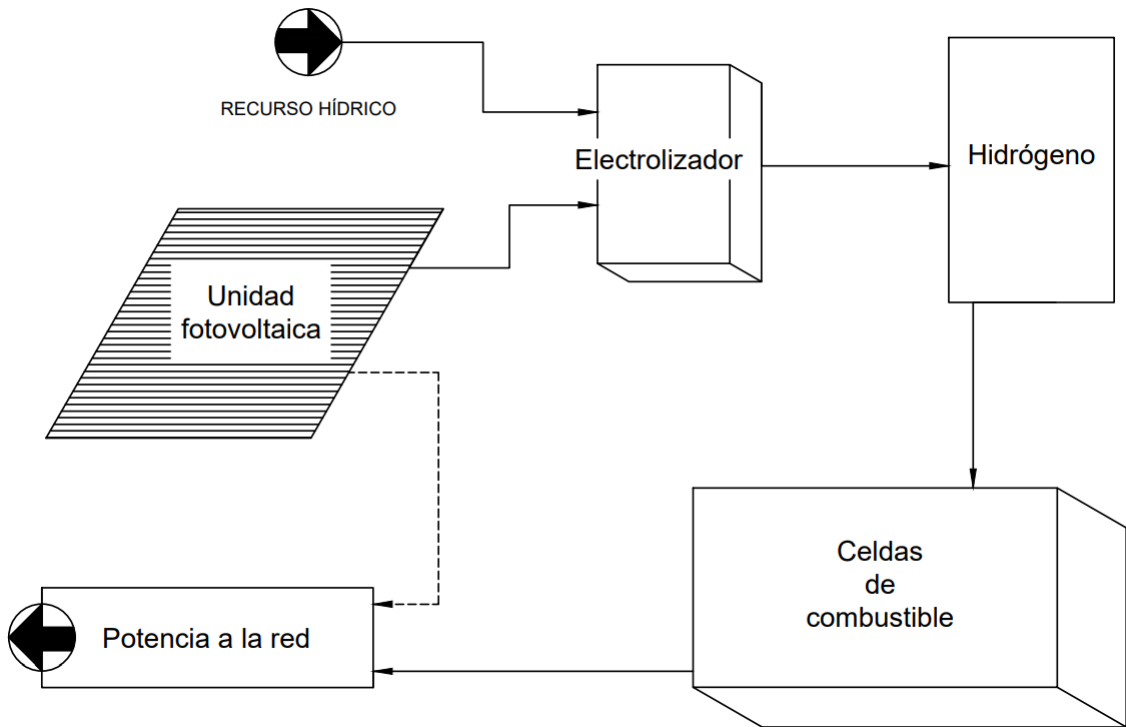


Figura 6.14: Diagrama de flujo.

Capítulo 7

Fuentes de incertidumbre

La incertidumbre puede surgir en todas las aristas de un proyecto como en la identificación del mercado, el análisis de la competencia, la aparición de nuevas tecnologías o la evaluación de los impactos ambientales. De acuerdo con la teoría de la incertidumbre de De Neufville [24], la capacidad de identificar y gestionar adecuadamente la variabilidad en estos procesos puede mejorar significativamente la calidad del resultado final.

En este capítulo se introducirán las fuentes de incertidumbre consideradas en este proyecto, así como también los ajustes estocásticos utilizados para modelarlas.

7.1. Demanda

Una proyección de demanda es incierta debido a factores como cambios en el mercado, factores económicos y políticos, o cambios internos o externos que pueden influir en el comportamiento del consumidor. Además, la incertidumbre puede surgir debido a la naturaleza de las proyecciones, que se basan en datos históricos e hipótesis. En minería, el nivel de producción puede verse afectado por una amplia gama de factores como el precio de los metales o la disponibilidad de recursos.

En base a los niveles probables, posibles y potenciales de la proyección del consumo de energía en la minería del cobre hasta el año 2032 y realizando una extrapolación, se determinaron volatilidades (Δ_d) anuales para el nivel de demanda eléctrica que se detallan en la tabla 7.1. Para modelar la demanda anual estocástica (sD_t) se utiliza una distribución uniforme [11] tal que:

$$sD_t \sim \text{uniforme}[D_t(1 - \Delta_D), D_t(1 + \Delta_D)] \quad (7.1)$$

La figura 7.1 compara la proyección de demanda determinista (figura 5.5) y su ajuste con 25 escenarios de demanda representativos.

Tabla 7.1: Volatilidades para la demanda energética.

Año proyecto	Δ_D %
0	-
1	0.05
2	0.42
3	1.65
4	4.35
5	7.11
6	8.63
7	9.66
8	10.38
9	12.74
10	15.04
11	16.16

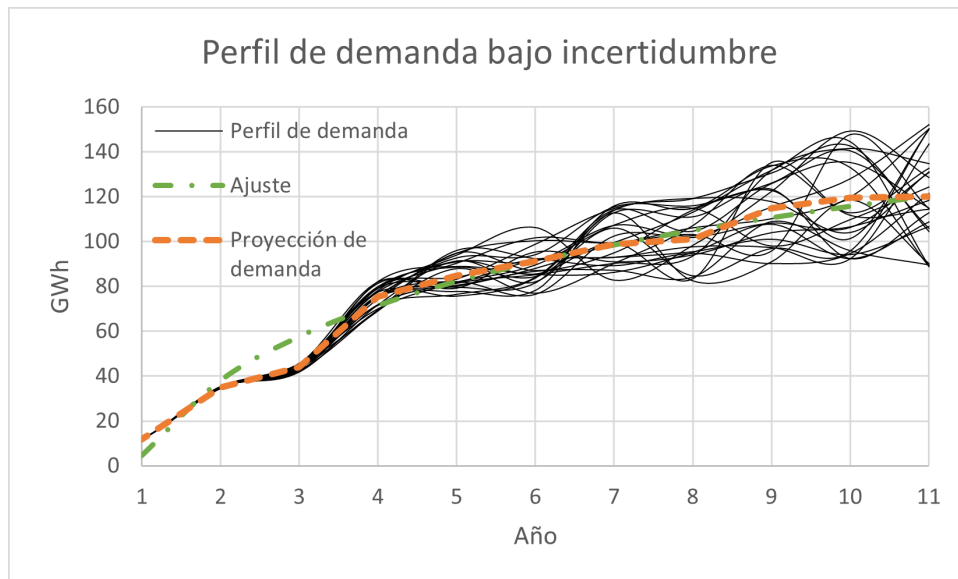


Figura 7.1: Escenarios de proyección de demanda.

7.2. Costos de producción e ingresos

El costo de producción y los precios de mercado del H2V son inmensamente inciertos a futuro debido a diversos factores que afectan su producción y comercialización. La tecnología que se utiliza para la producción de este compuesto aún está en desarrollo, por lo que su eficiencia y capacidad productiva aún están mejorando. Por otro lado, el aumento en la demanda del hidrógeno debido a la potenciación de la industria podría generar una mayor competencia en el mercado con la integración de proveedores de H2V, lo que también podría afectar su precio. Otros factores ambientales como la disponibilidad de materias primas y las regulaciones gubernamentales pueden afectar la producción y el costo del H2V, lo que conlleva a incertidumbres en torno al precio.

El H2V puede, como cualquier otro consumible, verse afectado por situaciones económicas o políticas en el futuro, lo que podría tener impactos en la demanda y en el precio de mercado. Dados estos factores, se vuelve difícil realizar proyecciones precisas del costo de producción o del precio de venta del H2V en el mediano-largo plazo.

La incertidumbre en los costos de producción y en el precio de venta del H2V deriva de diversos factores, incluyendo la tecnología en desarrollo, posible competencia en el mercado, regulaciones gubernamentales y/o situaciones político-económicas.

Para modelar los costos de producción (sC_t) e ingresos (sI_t) estocásticos se utiliza la distribución uniforme tal que:

$$sC_t \sim \text{uniforme} [C_t(1 - \Delta_C), C_t(1 + \Delta_C)] \quad (7.2)$$

$$sI_t \sim \text{uniforme} [I_t(1 - \Delta_I), I_t(1 + \Delta_I)] \quad (7.3)$$

Donde Δ_C y Δ_I son las volatilidades históricas para el precio y los ingresos, respectivamente.

La volatilidad histórica (Δ) se calcula como [40]:

$$\Delta_X = \sqrt{\sum_{i=1}^t [\ln(X_i) - \ln(X_{i-1})]^2} \quad (7.4)$$

Utilizando los datos del capítulo 5, las volatilidades calculadas para los costos de producción e ingresos son:

- $\Delta_C = 18\%$
- $\Delta_I = 50\%$

La figura 7.2 ejemplifica escenarios simulados para los costos de producción e ingresos.

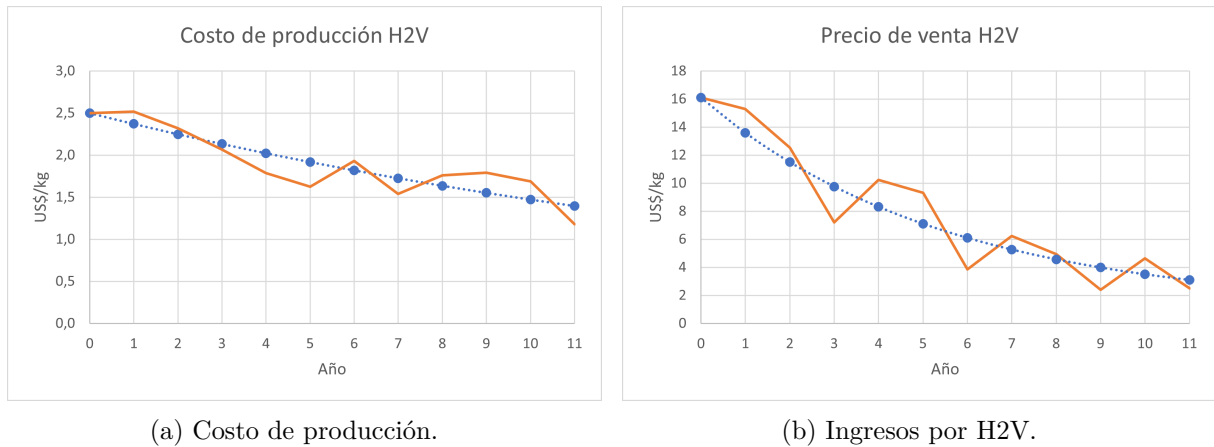


Figura 7.2: Escenarios simulados para costos e ingresos.

7.3. Ingresos por CMg

La dinámica y características del mercado energético, los precios de la energía y los cambios en la demanda pueden fluctuar por diversas razones a lo largo del tiempo, lo que puede afectar

los costos marginales de una planta eléctrica. De manera similar, la innovación tecnológica puede cambiar las formas en que las plantas funcionan y mejorar su eficiencia o productividad, pero también puede implicar un aumento en los costos de producción. Por otro lado, los movimientos en los precios de los insumos pueden ser muy volátiles, en particular en contextos de alta demanda.

Los costos marginales de una planta de H2V están sujetos a incertidumbre principalmente por la complejidad de las variables que pueden incidir en el costo de producción ya mencionados anteriormente. Debido a esto, se torna difícil la planificación y la toma de decisiones a largo plazo en la industria energética. El informe anual de Enel Green Power Chile del 2022 [41] menciona que los costos de generación de energía en las plantas de hidrógeno verde pueden variar en el futuro, lo que ocasiona incertidumbre en los actores del mercado energético.

Dado lo anterior, se modela el ingreso por costo marginal $sCMg$:

$$sCMg_t \sim \text{uniforme} [CMg_t(1 - \Delta_{CMg}), CMg_t(1 + \Delta_{CMg})] \quad (7.5)$$

Luego, utilizando la ecuación 7.4:

- $\Delta_C = 2\%$

La figura 7.3 ejemplifica un escenario simulado para los ingresos por CMg.

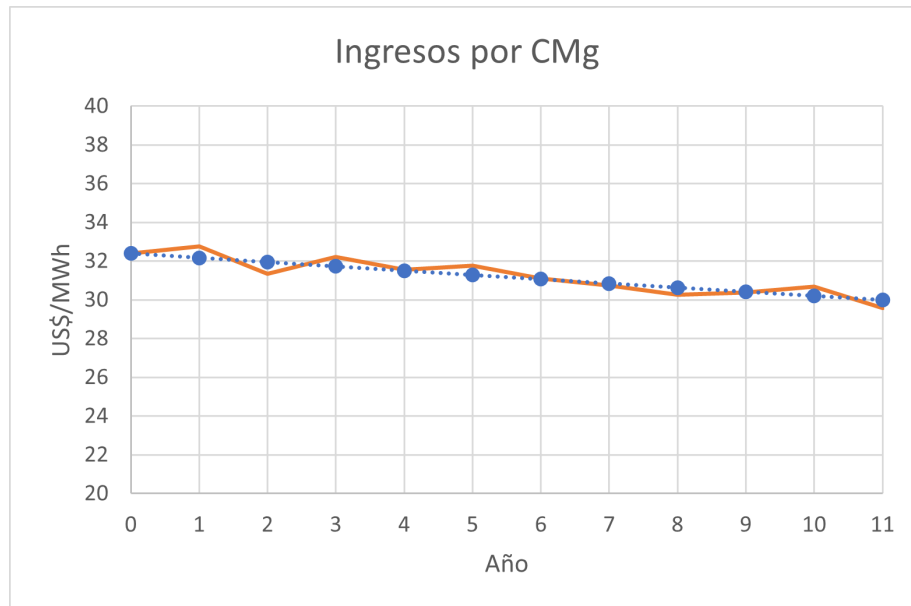


Figura 7.3: Escenario simulado para CMg.

7.4. Factor de emisión de CO2eq

El factor de emisión de CO2eq de una planta eléctrica puede ser incierto en el mediano-largo plazo debido a factores que pueden afectar la producción de energía y, por lo tanto, a las emisiones de GEI. Algunos factores pueden ser: la volatilidad del mercado energético, los avances tecnológicos y/o los cambios en políticas públicas de los gobiernos.

En el mercado energético, los precios y la demanda pueden fluctuar por muchas razones, lo que puede afectar los niveles de producción y emisión de una planta de energía eléctrica. En

cuanto a los avances tecnológicos, estos pueden disminuir los costos de producción y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, pero su impacto puede ser incierto a largo plazo. Finalmente, los cambios en las políticas públicas de los gobiernos pueden incentivar o desincentivar la producción de energía y por ello afectar los niveles de emisión [42].

Debido a estos factores, es difícil determinar con exactitud el factor de emisión de CO₂eq de una planta de energía eléctrica en el futuro, por lo que se modela el factor de emisiones estocástico (sFe) como:

$$sFe_t \sim \text{uniforme}[Fe_t(1 - \Delta_{Fe}), Fe_t(1 + \Delta_{Fe})] \quad (7.6)$$

Utilizando la ecuación 7.4:

- $\Delta_{Fe} = 16\%$

La figura 7.4 ilustra un escenario simulado para el factor de emisiones.

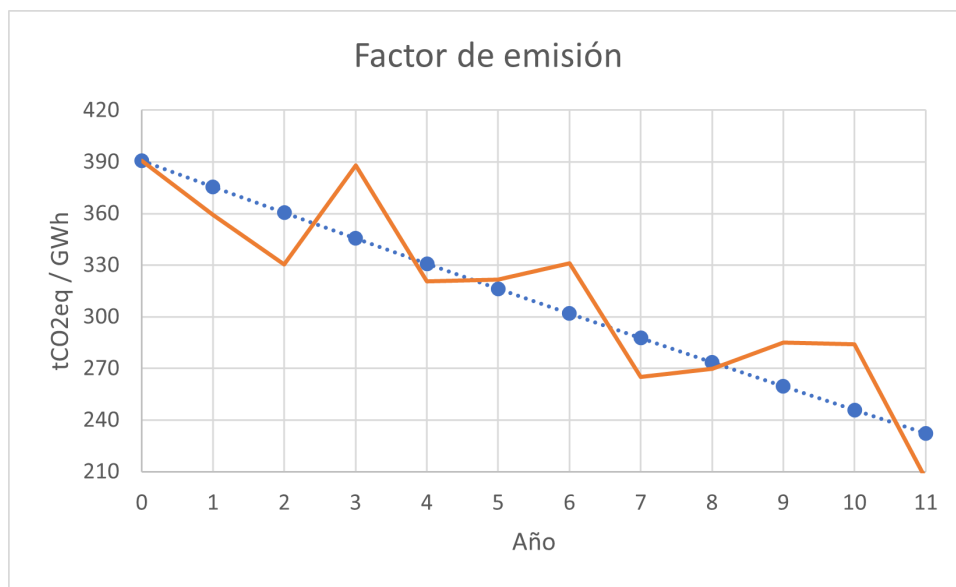


Figura 7.4: Escenario simulado factor de emisiones.

Capítulo 8

Evaluación del proyecto

En este capítulo se presentarán los resultados obtenidos de la evaluación del proyecto utilizando la metodología de opciones reales previamente descrita.

8.1. Análisis determinista

El análisis determinista establece la capacidad óptima de la planta (número de módulos) para un entorno proyectado fijo. Se calcula para los módulos descritos de 1.5 MW. El análisis se realizó para el rango de economías de escala arbitrariamente fijado, incrementando desde el menor ($\alpha = 1$) hasta el máximo asumido ($\alpha = 0.85$). La figura 8.1 grafica los resultados, las estrellas muestran el óptimo para el valor de economía de escala dado.

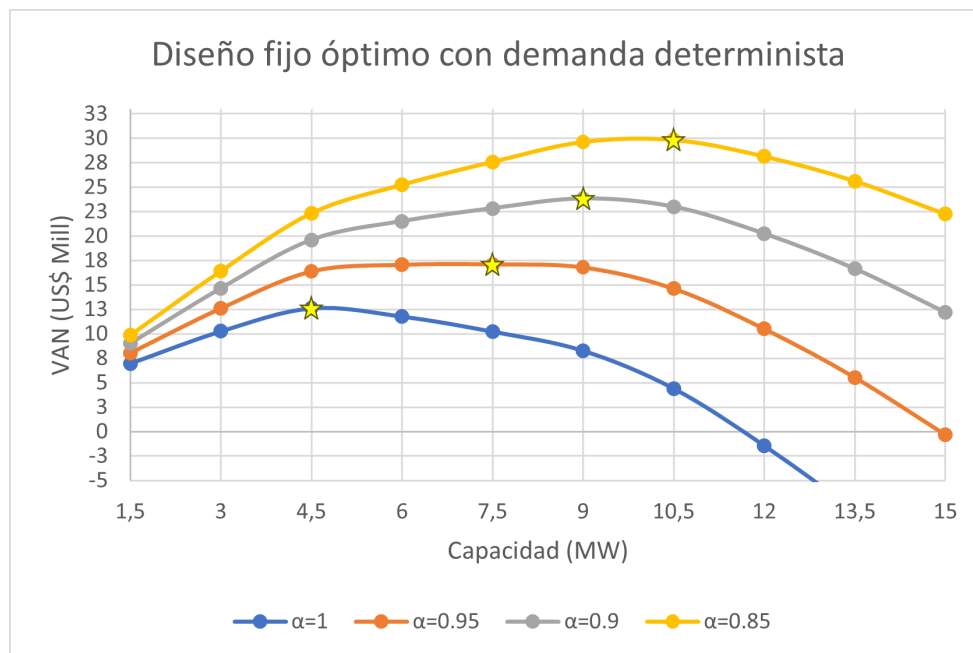


Figura 8.1: VAN para los diseños fijos bajo un entorno determinista.

Se observa que existe un óptimo de capacidad de planta para cada nivel de economía de escala. Una planta de baja capacidad impide la oportunidad de obtener beneficios de demandas más elevadas; una planta con exceso de capacidad tiende a reducir el VAN.

Es intuitivo que mayores economías de escala (α más pequeño) favorecen diseños con capacidades más altas, dado que se reducen los costos de construir más grande.

Para los análisis posteriores se fijó un nivel de economía de escala modesto $\alpha = 0.95$. Con este nivel de economía de escala el óptimo para la capacidad de la planta se encuentra en los 7.5 MW, equivalente a 5 módulos. La figura 8.2 muestra la capacidad de este diseño en comparación con la demanda determinista.

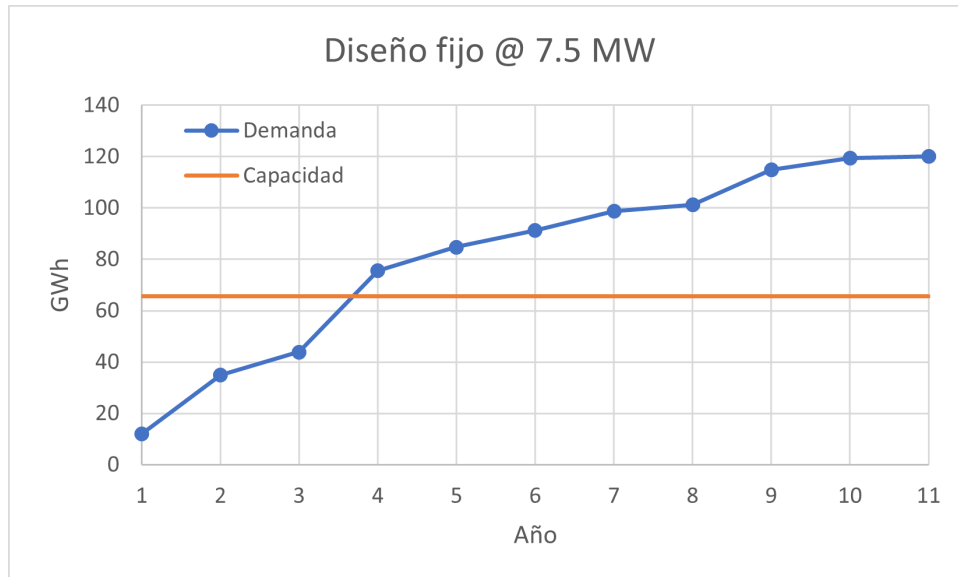


Figura 8.2: Demanda y capacidad para el óptimo cuando $\alpha = 0.95$.

Se observa que para este caso existe una sobre capacidad durante los primeros 3 años del proyecto, pero al pasar el cuarto año la capacidad de la planta, al ser constante, deja ir oportunidades de generar más ingresos con mayores volúmenes de venta.

8.1.1. Evaluación ambiental - determinista

La figura 8.3 muestra las emisiones en ktCO₂eq en una comparativa del caso actual (sin proyecto) y el caso en que la planta fija está operativa (con proyecto). En un escenario sin la existencia del proyecto las emisiones totales en el tiempo T son de 254.7 ktCO₂eq; con la iniciativa bajan considerablemente a 74.82 ktCO₂eq, lo que equivale a una reducción de 71 % de emisiones de GEI.

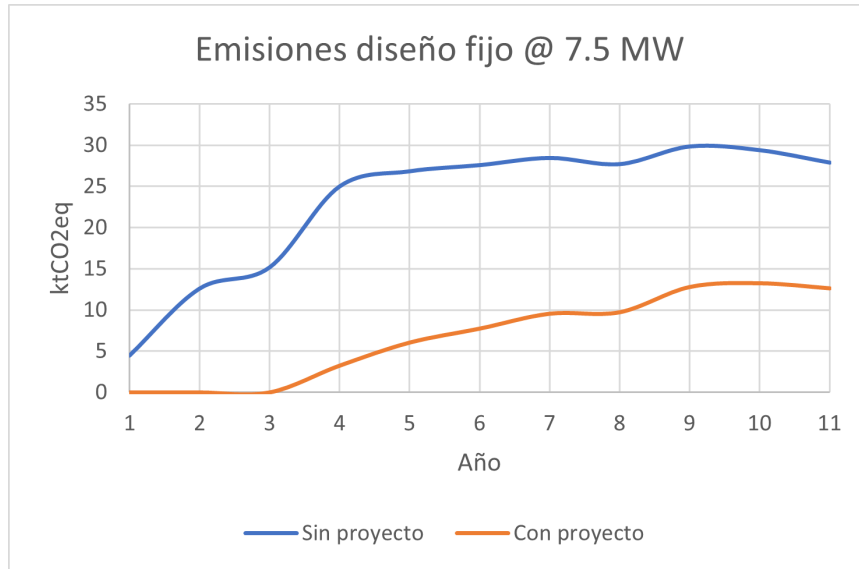


Figura 8.3: Emisiones de CO2eq en un entorno determinista.

La implementación del proyecto supone un ahorro neto de 0.899 MMUSD en impuesto verde.

8.2. Análisis bajo incertidumbre

El análisis bajo incertidumbre toma en cuenta posibles escenarios utilizando los modelos estocásticos ya descritos y haciendo uso de la simulación de Montecarlo en Excel. Análogamente al proceso anterior, el análisis bajo incertidumbre determina la capacidad óptima de la planta pero en un entorno estocástico. Debido a la naturaleza no lineal del sistema, la distribución de los valores resultantes difiere de las distribuciones utilizadas para modelar la incertidumbre. Se utilizaron simulaciones con 500 escenarios.

Los resultados del análisis bajo incertidumbre difieren sistemáticamente de los obtenidos en un entorno determinista (tabla 8.1). La diferencia es explicable con la ley de Jensen, ecuación 4.1. El valor del proyecto es menor para cualquier economía de escala, debido a que los sistemas fijos, de capacidad limitada, pierden cuando el escenario es menos favorable que el anticipado.

Tabla 8.1: Diseños óptimos fijos en un entorno determinista y bajo incertidumbre.

α	Capacidad óptima [MW]		VAN óptimo [MMUSD]	
	Análisis determinista	Análisis con incertidumbre	VAN sin incertidumbre	EVAN con incertidumbre
1.0	4.5	4.5	12.62	12.41
0.95	7.5	7.5	17.11	16.69
0.90	9.0	9.0	23.83	23.39
0.85	10.5	9.0	29.84	29.28

El análisis bajo incertidumbre conduce en el caso $\alpha = 0.85$ a un diseño óptimo diferente al caso determinista. Lo anterior se produce por la aparición en las simulaciones de valores bajos del proyecto, que ocurren cuando el análisis toma en cuenta la incertidumbre. El análisis bajo incertidumbre sugiere que los resultados de un análisis determinista son en general menos acertados, pues tienden a sobre-estimar el valor del proyecto.

La figura 8.4.a muestra el histograma del EVAN cuando $\alpha = 0.95$, la figura 8.4.b es la función de densidad de probabilidad cuando se ajusta una distribución normal a los datos simulados. Se observa que acumula en torno al EVAN calculado de 16.69 MMUSD. La figura 8.5 es la función de distribución de probabilidad para el mismo diseño óptimo fijo.

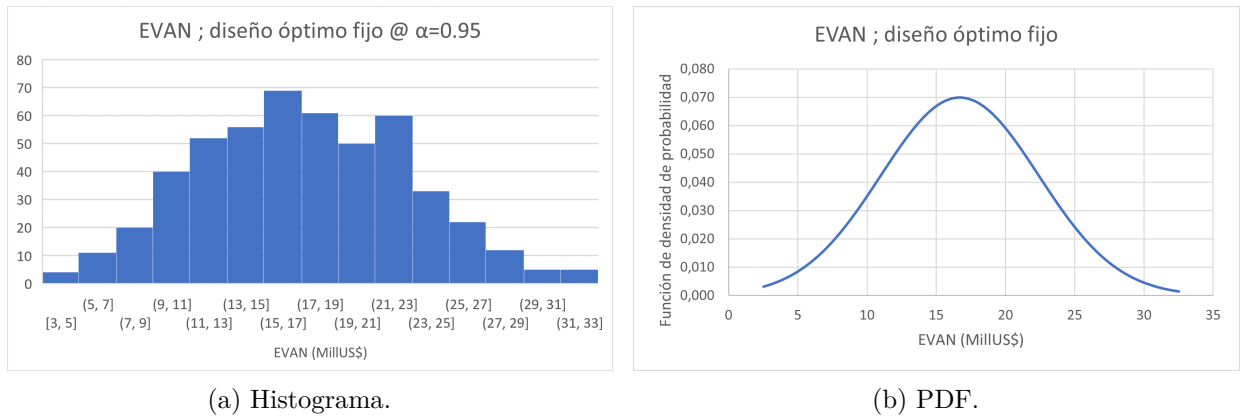


Figura 8.4: Histograma y PDF ajustada al EVAN del diseño fijo óptimo.

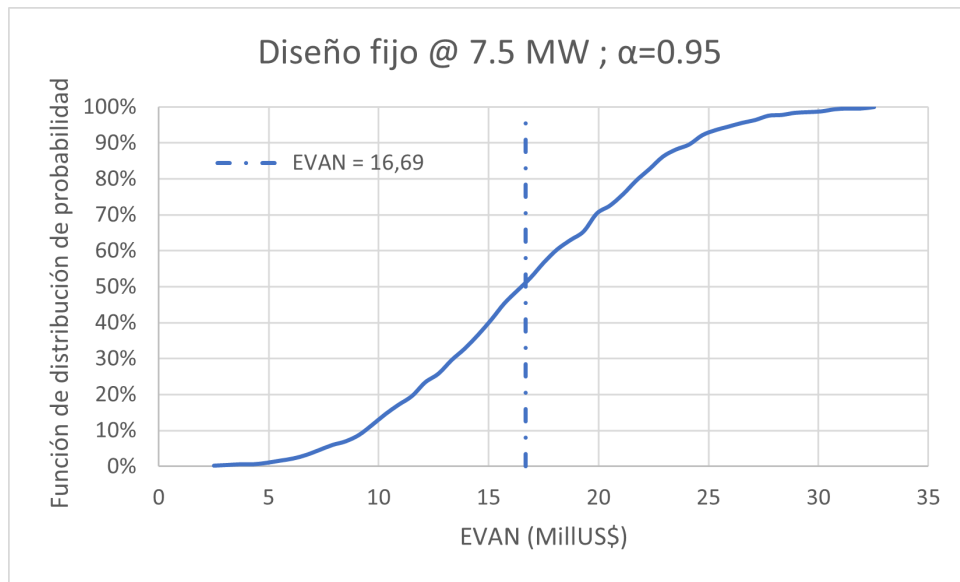


Figura 8.5: Función de distribución de probabilidad del diseño óptimo fijo.

8.2.1. Evaluación ambiental - bajo incertidumbre

Al considerar un entorno de incertidumbre el porcentaje de reducción de emisiones se mantiene, en promedio, en 71% y así lo refleja el histograma de la figura 8.6.a. Para el caso simulado la reducción de emisiones es de 176.30 ktCO₂eq, lo que se traduce en un ahorro

neto de 0.881 MMUSD en impuesto verde. La figura 8.6.b es el perfil de emisiones para el diseño fijo bajo incertidumbre.

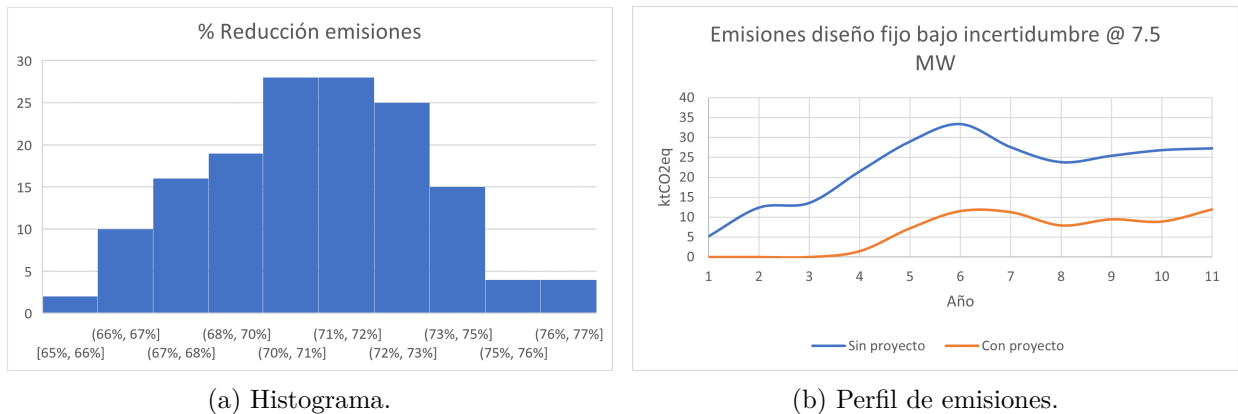


Figura 8.6: Histograma y perfil de emisiones diseño fijo óptimo bajo incertidumbre.

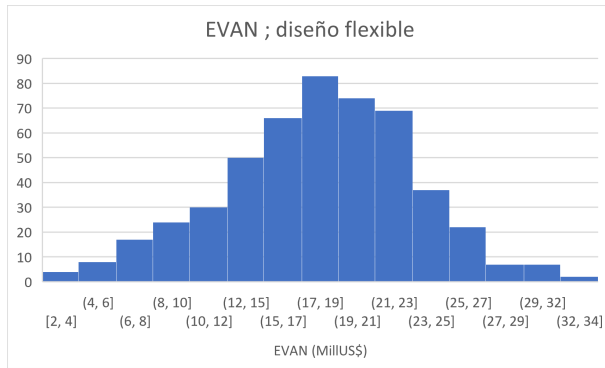
8.3. Análisis del diseño flexible

La estrategia flexible propuesta en este trabajo consiste en añadir capacidad en módulos de 1.5 MW de acuerdo a la demanda prevista. Se intenta construir con menor capacidad en el inicio del proyecto para evitar una sobre-capacidad y luego agregar módulos de acuerdo a la demanda observada. Es necesario que, para lograr un buen resultado, el diseño original permita una fácil expansión de la capacidad.

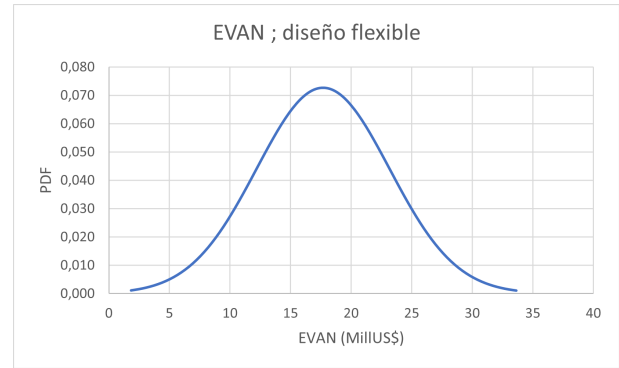
Lo que se debe resolver en este punto es cuándo se debe hacer uso de la flexibilidad para expandir la capacidad de la planta, ya que dado el entorno de incertidumbre (en particular de la demanda) no existe una respuesta inmediata. Se desea aumentar la capacidad de generación cuando la demanda energética ha crecido lo suficiente, por lo que se torna necesario determinar, para cada escenario, cuándo la expansión cumple los criterios que justifican la capacidad adicional. En una simulación de Montecarlo ejecutada en Excel se utilizan los operadores lógicos IF/THEN/ELSE (valiéndose de la función “SI()”) con la siguiente regla de decisión:

- SI “la diferencia entre la demanda agregada observada en el año en curso es superior al 80 % de la capacidad de la planta en el año anterior”,
- ENTONCES “implemente módulos de capacidad adicional”,
- SINO “no haga nada”.

La figura 8.7.a muestra el histograma del EVAN para el diseño flexible cuando $\alpha = 0.95$ y $LR = 5\%$, la figura 8.7.b es la función de densidad de probabilidad al ajustar una distribución normal. Se observa que acumula en torno al EVAN del caso flexible de 17.68 MMUSD.



(a) Histograma.



(b) PDF.

Figura 8.7: Histograma y PDF ajustada al EVAN del diseño flexible.

La figura 8.8 es la distribución acumulada de probabilidad (curva objetivo) para los valores de economía de escala y tasa de aprendizaje modestos ya explicitados ($\alpha = 0.95$ y $LR = 5\%$) y muestra el resultado del análisis de flexibilidad. Compara el desempeño bajo incertidumbre de un diseño óptimo fijo y un diseño flexible que expande su capacidad. El lado inferior izquierdo de la curva indica el nivel de rendimiento más bajo de cada diseño. La curva se extiende hacia la derecha indicando el valor máximo observado, al 100% del nivel de distribución acumulada. La figura 8.9 ilustra el aumento de la capacidad de generación en contraste con el escenario de demanda simulado.

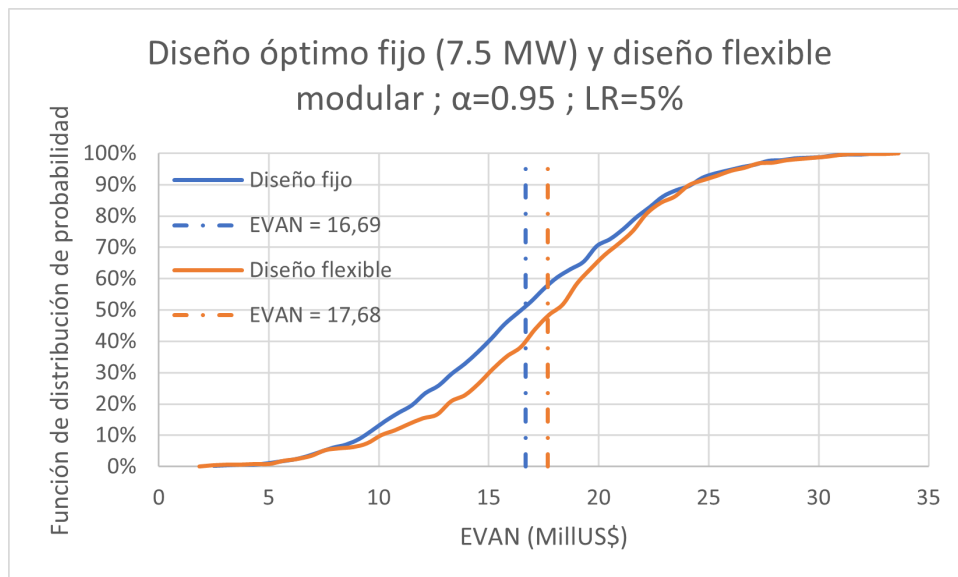


Figura 8.8: Curva objetivo para el diseño óptimo fijo y flexible.

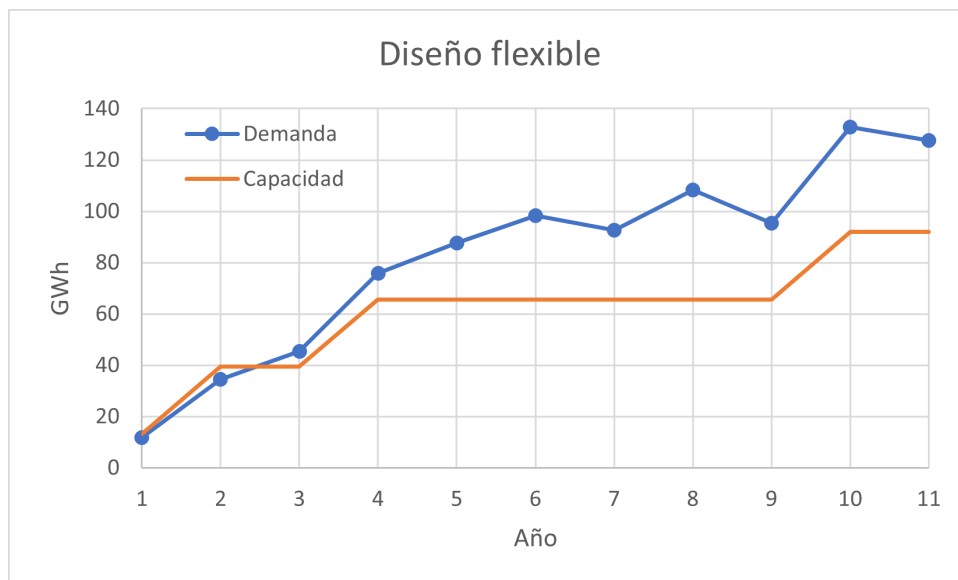


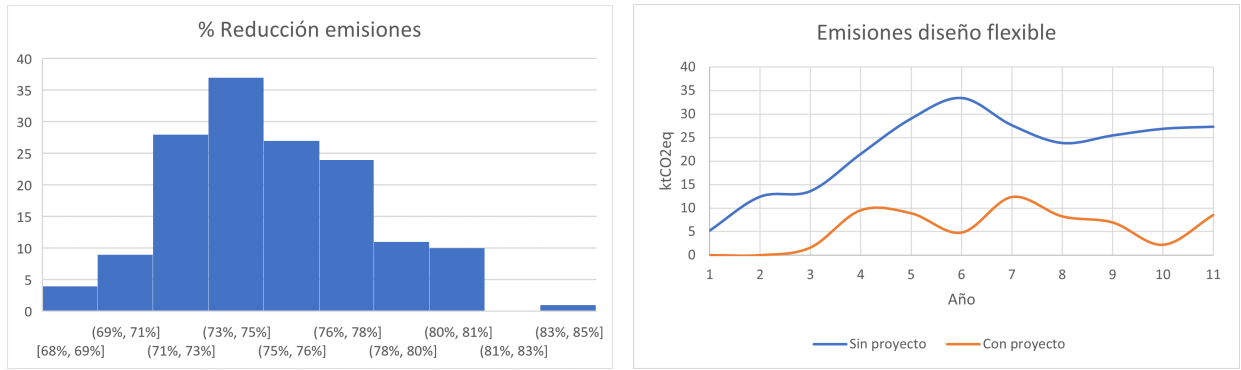
Figura 8.9: Demanda y capacidad del diseño flexible bajo incertidumbre.

Se observa que el diseño fijo conduce a pérdidas en el VAN de cerca de 1 MMUSD debido a su capacidad limitada que no es capaz de atender las demandas más elevadas. El diseño flexible muestra un mejor rendimiento con el mismo rango supuesto de incertidumbres. El desempeño del diseño flexible domina estocásticamente al de diseño fijo (su curva acumulada u objetivo se mantiene a la derecha de la del diseño fijo).

El diseño flexible reduce la exposición a riesgos al construir más pequeño al principio, poniendo menos inversión en juego y reduciendo así las pérdidas si la demanda es baja. Del mismo modo, el diseño flexible permite tomar ventaja de las oportunidades en escenarios favorables con demanda al alza: permite la adición de capacidad extra cuando la demanda aumenta, elevando las ganancias.

8.3.1. Evaluación ambiental - diseño flexible

Cuando se implementa el diseño flexible que permite la adición de capacidad extra conforme el escenario lo amerita, la reducción de GEI aumenta a un 75 %, 4 % más que en los casos determinista y fijo bajo incertidumbre. La adición de capacidad extra disminuye la brecha entre la capacidad de generación y la demanda, inyectando al sistema una mayor cantidad de energía libre de emisiones. La figura 8.10.a muestra el histograma para el porcentaje de reducción de emisiones en el caso flexible. La reducción de emisiones al implementar flexibilidad en el diseño asciende a 190.2 ktCO₂eq que equivale a un ahorro de 0.951 MMUSD en impuesto verde, casi un 8 % más de ahorro en comparación con el diseño fijo. La figura 8.10.b es el perfil de emisiones para el diseño flexible.



(a) Histograma.

(b) Perfil de emisiones.

Figura 8.10: Histograma y perfil de emisiones para el diseño flexible.

8.4. Análisis de sensibilidad

8.4.1. Efecto del aprendizaje

El aprendizaje aumenta el valor del proyecto flexible dado que reduce el costo de los módulos a medida que se implementan más. Favorece la adición de capacidad adicional y con ello aumenta el valor de la flexibilidad. La figura 8.11 ilustra la influencia de la tasa de aprendizaje sobre el EVAN, comparando las curvas objetivo del diseño flexible en distintos niveles de aprendizaje, desde ninguno ($LR = 0\%$) hasta el máximo asumido (15%). Se observa que a mayor tasa de aprendizaje se incrementa el valor de la flexibilidad (diseño modular).

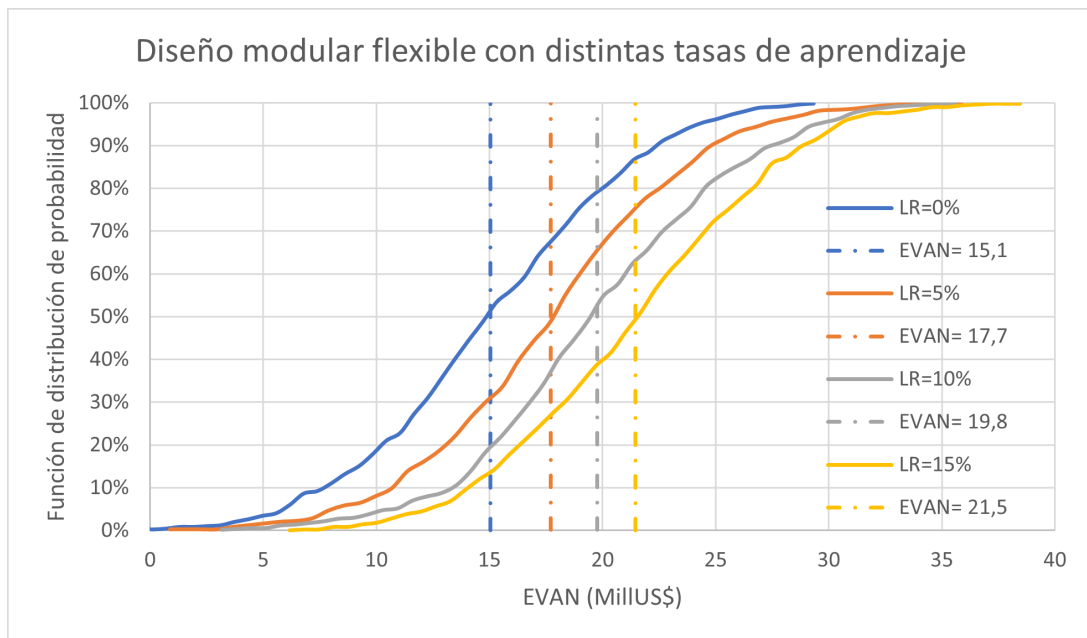


Figura 8.11: Curvas objetivo para el diseño flexible bajo diferentes tasas de aprendizaje.

8.4.2. Efecto de las economías de escala

Como se ha observado, la intensidad de las economías de escala en conjunto con la tasa de aprendizaje tienen un efecto relevante sobre la conveniencia de diseños flexibles. Se pretende en esta sección mostrar el efecto conjunto de las economías de escala y la tasa de aprendizaje. En un entorno real, los diseñadores de proyectos pueden estimar razonablemente estos factores aunque no es posible establecerlos sin ambigüedades. Para efectos de este proyecto, se ha estimado que el nivel de economías de escala está determinado entre 4 valores impuestos ($\alpha = 1, 0.95, 0.90$ y 0.85) y que la tasa de aprendizaje puede hallarse entre 0 y 15%. Este análisis exploró el efecto conjunto de estos factores repitiendo el análisis para cada combinación. La figura 8.12 muestra los resultados en términos del FlexValue (ecuación 4.7).

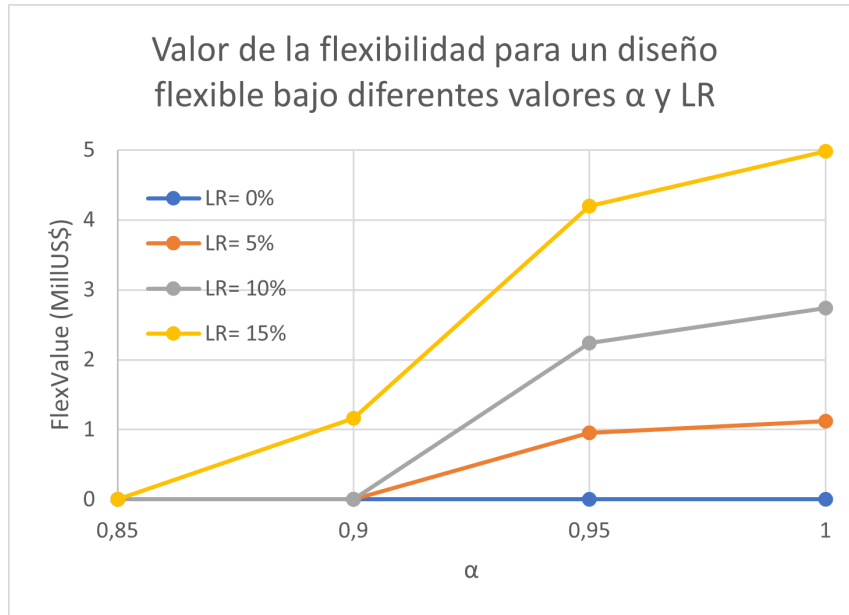


Figura 8.12: Valor de la flexibilidad en diferentes niveles de economía de escala y tasas de aprendizaje.

Se observa que a economías de escala más bajas y tasas de aprendizaje más altas aumenta el valor de la flexibilidad: altos niveles de economías de escala favorecen diseños fijos más grandes. El valor de implementar flexibilidad en el diseño bajo un entorno de incertidumbre posee un potencial máximo de hasta 5 MMUSD; existe un potencial que exige la exploración del diseño modular. La estrategia de diseño flexible es atractiva excepto en los casos extremos: cuando las economías de escala son particularmente altas y no existe aprendizaje. Para tasas de aprendizaje y economías de escala más modestas el diseño flexible se vuelve valioso.

Capítulo 9

Conclusiones

El H2V ha sido identificado como una de las principales fuentes de energía limpia del futuro ya que no emite contaminantes durante su producción y aprovechamiento. Chile ha demostrado poseer grandes ventajas competitivas para liderar el mercado del H2V en cuanto a su producción, gracias al clima y geografía favorables, así como a la gran capacidad para la producción de electricidad a partir de fuentes renovables. Se proyecta que estos factores generen grandes oportunidades económicas y de desarrollo para el país en los próximos años.

La producción y el uso del H2V como fuente de energía presenta diversos factores de incertidumbre como los costos de producción, comportamiento de la demanda, las políticas públicas, los niveles de inversión o el desarrollo de nuevas tecnologías. Sin embargo, es importante destacar que los avances en estas materias hacen esperable que esta fuente de energía gane importancia en el futuro cercano.

La evaluación de proyectos en entornos de incertidumbre es una práctica fundamental al momento de evaluar los diseños propuestos. En un mundo que no muestra un comportamiento determinista, es necesario considerar diversos factores implicados en la concepción e implementación de proyectos intensivos en capital, capturando así el valor de los riesgos y las oportunidades con los recursos disponibles. La incertidumbre puede provenir de variados aspectos como políticos, económicos, tecnológicos o ambientales, y una evaluación adecuada permite identificar posibles obstáculos y oportunidades de mejora, facilitando la implementación y aumentando la probabilidad de éxito.

Incluir la flexibilidad en el diseño de un sistema resulta fundamental para lidiar con fuentes de incertidumbre. La capacidad de adaptación a situaciones inciertas puede marcar la diferencia en la sostenibilidad de un proyecto. La inclusión de flexibilidad en el diseño hace posible identificar los factores que afectan a una propuesta de diseño, abriendo la oportunidad de reducir el riesgo en el mediano-largo plazo. Es importante destacar que la flexibilidad no implica falta de enfoque ni trata de diseñar proyectos ambiguos. Una planificación estratégica, con objetivos y reglas de decisión definidos y un margen de flexibilidad razonable es clave para aumentar el valor de un proyecto.

La inclusión de diseños flexibles en el diseño de sistemas de producción y aprovechamiento del H2V es especialmente relevante ante el contexto actual de cambios y avances tecnológicos constantes en la tecnología involucrada.

En el presente trabajo se diseñó de manera conceptual una planta modular de 1.5 MW con la posibilidad de aumentar su capacidad cuando la situación lo requiera, el cual fue sometido a evaluaciones económicas y ambientales en un entorno determinista, de incertidumbre, y aplicando una estrategia flexible, aplicando los conceptos de economías de escala y tasa de

aprendizaje. Al comparar el análisis bajo incertidumbre y el análisis determinista, se evidenció que un enfoque que no considera el comportamiento “aleatorio” de las variables tiende a sobrevalorar los proyectos. El análisis determinista puede subestimar los riesgos y sobreestimar las oportunidades, lo que puede llevar a una toma de decisiones equivocada.

Aunque la evaluación económica del diseño flexible no arrojó valores de flexibilidad particularmente altos (~ 0.6 MMUSD), el diseño modular propuesto demostró tener potencial para reducir las emisiones de GEI en hasta un 75 % y ahorrar hasta 1 MMUSD en impuesto verde, lo que lo hace especialmente interesante para la industria minera. En definitiva, la implementación del diseño flexible proporciona beneficios ambientales y económicos a largo plazo.

El análisis de sensibilidad demostró que el valor de la flexibilidad está directamente relacionado con la tasa de aprendizaje y las economías de escala, por lo que una buena estimación y consideración de estos factores resulta esencial para concebir diseños modulares. Una tasa de aprendizaje alta puede significar una mayor eficiencia en la construcción de módulos, y a mayores niveles de economías de escala se favorece el diseño de plantas fijas.

En general, habiendo determinado que el proyecto propuesto presenta buenos resultados tanto económicos como ambientales, se ha demostrado la factibilidad del cambio de tecnología de generación eléctrica a celdas de combustible para abastecer la demanda eléctrica (o al menos parte de ella) de una planta de procesamiento minero.

9.1. Trabajo propuesto

Dado que el presente trabajo se realizó para un diseño conceptual y en un entorno de alta incertidumbre, se propone:

- Concebir un diseño a nivel de ingeniería básica de la planta modular para ser sometido a evaluaciones económicas más precisas.
- Identificar y modelar fuentes de incertidumbre que no hayan sido incluidas en el presente trabajo.
- Incluir, cuando sea pertinente, los avances tecnológicos que permitan re-evaluar el proyecto.
- Presentar un trabajo de similares características a una empresa de procesamiento de minería para su posible implementación.

Bibliografía

- [1] IPCC. (2014). Cambio climático 2014: Informe de síntesis. Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. IPCC, Ginebra, Suiza.
- [2] CODELCO. (2021). Reporte de Sustentabilidad 2021.
- [3] ¿Qué son las Energías Renovables? (s./f.). Gob.cl. Recuperado el 8 de noviembre de 2022, de <https://energia.gob.cl/educacion/que-son-las-energias-renovables>
- [4] Ministerio del Medio Ambiente. (2021). Informe del Inventario Nacional de Chile 2020: Inventario nacional de gases de efecto invernadero y otros contaminantes climáticos 1990-2018. Oficina de Cambio Climático. Santiago, Chile.
- [5] Comisión Nacional de Energía, Ministerio de Energía. (2022). Mitigaciones de emisiones GEI.
- [6] Vásquez, R. & Salinas, F. (2018). Tecnologías del Hidrógeno y Perspectivas para Chile. Fomento de la Energía Solar en Chile. Santiago, Chile: Ministerio de Energía de Chile.
- [7] IRENA. (2021). IRENA, World Energy Transitions Outlook 2021. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- [8] Fasihi, M. & Breyer, C. (2020). Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid PV-wind power plants. *Journal of Cleaner Production*.
- [9] Vielstich, W. (2010). *Handbook of Fuel Cells*, 6 Volume Set. Wiley.
- [10] V. A. W. J. Marchau et al. (eds.), *Decision Making under Deep Uncertainty*, https://doi.org/10.1007/978-3-030-05252-2_6
- [11] Cardin, M. A., Ranjbar-Bourani, M. & de Neufville, R. (2015). Improving the Lifecycle Performance of Engineering Projects with Flexible Strategies: Example of On-Shore LNG Production Design. *Systems Engineering*, 18(3), 253-268. <https://doi.org/10.1002/sys.21301>
- [12] C. C. del Cobre (2019). Informe de actualización del consumo energético de la minería del cobre al año 2019, tech. rep., Ministerio de Minería, Gobierno de Chile.
- [13] Huella de carbono. (s./f.). [mma.gob.cl](https://mma.gob.cl/cambio-climatico/cc-02-7-huella-de-carbono/). Recuperado el 12 de noviembre de 2022, de <https://mma.gob.cl/cambio-climatico/cc-02-7-huella-de-carbono/>
- [14] Correa, M., Barría C., & Maluenda B. (2020). Estrategia nacional hidrógeno verde, tech. rep., Ministerio de Energía, Gobierno de Chile.
- [15] Fúnez Guerra, C. & Reyes-Bozo, L. (2018). El hidrógeno como vector energético: Pieza clave en la descontaminación de la economía chilena. Universidad Autónoma de Chile.
- [16] Abdin, Z., Zafaranloo, A., Rafiee, A., Mérida, W., Lipiński, W. & Khalilpour, K. R. (2020). Hydrogen as an energy vector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 120,

109620. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109620>
- [17] Gallardo, F. I., Monforti Ferrario, A., Lamagna, M., Bocci, E., Astiaso Garcia, D. & Baeza-Jeria, T. E. (2021). A Techno-Economic Analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the north of Chile and the case of exportation from Atacama Desert to Japan. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(26), 13709-13728. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.07.050>
- [18] Armaroli, N. & Balzani, V. (2010). The Hydrogen Issue. *ChemSusChem*, 4(1), 21-36. <https://doi.org/10.1002/cssc.201000182>
- [19] Godula-Jopek, A., Jehle, W., & Wellnitz, J. (2012). *Hydrogen storage technologies: New materials, transport, and infrastructure*. Wiley-VCH Verlag.
- [20] Savage, S. (2010). The Flaw of averages: Why we underestimate risk in the face of uncertainty. *Choice Reviews Online*, 47(06), 47-3267. <https://doi.org/10.5860/choice.47-3267>
- [21] Cardin, M., Bourani, M. R., Deng, Y., De Neufville, R., Atapattu, R., Sheng, X., & Foo, K. L. (2014). 8.1.2 Quantifying the value of flexibility in design and management of onshore LNG production system. *INCOSE International Symposium*, 24(1), 775-792. <https://doi.org/10.1002/j.2334-5837.2014.tb03181.x>
- [22] Georgiadis, D. R., Mazzuchi, T. A., & Sarkani, S. (2012). Using multi criteria decision making in analysis of alternatives for selection of enabling technology. *Systems Engineering*, 16(3), 287-303. <https://doi.org/10.1002/sys.21233>
- [23] Cardin, M., Kolfshoten, G. L., Frey, D. D., De Neufville, R., De Weck, O., & Geltner, D. (2012). Empirical evaluation of procedures to generate flexibility in engineering systems and improve lifecycle performance. *Research in Engineering Design*, 24(3), 277-295. <https://doi.org/10.1007/s00163-012-0145-x>
- [24] de Neufville, R. & Scholtes, S. (2011). *Flexibility in engineering design*, MIT Press, Cambridge, MA, United States.
- [25] C. C. del Cobre (2022). *Proyección del consumo de energía eléctrica en la minería del cobre 2021-2032*, tech. rep., Ministerio de Minería, Gobierno de Chile.
- [26] C. C. del Cobre (2022). *Proyección de la producción de cobre en Chile 2022 – 2033*, tech. rep., Ministerio de Minería, Gobierno de Chile.
- [27] García Bernal, N. (2021). Asesoría técnica parlamentaria. Industria del hidrógeno verde: Costos de producción. En Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/32538/1/BCN___Hidrogeno_verde_Costos_de_produccion_Sept21.pdf
- [28] García Bernal, N. (2020). Asesoría técnica parlamentaria. Desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile: Oportunidades. En Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/29024/1/BCN_De_sarrollo_del_mercado_de_H2_verde_en_Chile.pdf
- [29] Coordinador Eléctrico Nacional. (s./f.). Costos marginales | Coordinador Eléctrico Nacional. <https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/costos-marginales/>
- [30] Precio de la energía en Chile. Biblioteca del Congreso Nacional.
- [31] Indicadores ambientales - Factor de Emisiones GEI del sistema eléctrico nacional | Mi-

- nisterio de Energía. (s./f.). <https://energia.gob.cl/indicadores-ambientales-factor-de-emisiones-gei-del-sistema-electrico-nacional>
- [32] García Bernal, N. (2018). Asesoría técnica parlamentaria. Implementación del Impuesto Verde en Chile. https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/26723/1/BCN___Implementacion_de_Impuesto_Verde_en_Chile.pdf
- [33] Mordor Intelligence. (2022). Mercado de celdas de combustible de membrana de electrolito polimérico (PEMFC): Crecimiento, tendencias y pronósticos (2023-2028).
- [34] Gonzalez, F. (2023). El espectacular crecimiento en la industria de electrolizadores. eshidrogeno.
- [35] Adler, F., Berardi, M., García, M., Monticelli, F., Morquecho, M. (2013). Energía solar fotovoltaica: Instalaciones industriales.
- [36] Comisión Nacional de Energía. (2023). Informe de costos de tecnologías de generación.
- [37] Keçebaş, A., & Kayfeci, M. (2019). Hydrogen properties. En Elsevier eBooks (pp. 3-29). <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-814853-2.00001-1>
- [38] Cancino, 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.
- [39] Asociación chilena de hidrógeno. (s./f.). <https://h2chile.cl/>
- [40] Situ, J. (2015). The Impact of Real Exchange Rate Volatility on Exports to U.S.: A Comparison between Developed and Export-oriented Less Developed Countries. *International Journal of Business and Management*, 10(5). <https://doi.org/10.5539/ijbm.v10n5p214>
- [41] ENEL. (2019). Memoria anual integrada ENEL Chile.
- [42] CORECC Los Ríos. (2022). Plan de Acción Regional de Cambio Climático: Región de Los Ríos.

Anexos

Anexo A. Análisis determinista

VAN determinista

t	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
DDt [GWh]		11,93	34,94	43,89	75,49	84,77	91,28	98,82	101,19	114,86	119,46	119,99
CAP [GWh]		65,70	65,70	65,70	65,70	65,70	65,70	65,70	65,70	65,70	65,70	65,70
CAPEX	-32,86											
OPEX	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16
C_prod		-0,85	-2,36	-2,81	-3,99	-3,78	-3,59	-3,40	-3,22	-3,06	-2,90	-2,75
ING POT		0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
SELLS		5,25	13,17	14,25	18,46	16,06	14,07	12,41	11,02	9,86	8,90	8,09
TAX		-0,79	-1,98	-2,14	-2,77	-2,41	-2,11	-1,86	-1,65	-1,48	-1,33	-1,21
PROFIT n		3,87	9,10	9,56	11,96	10,13	8,63	7,40	6,40	5,58	4,92	4,38
VAN	-33,02	3,52	7,52	7,18	8,17	6,29	4,87	3,80	2,98	2,37	1,90	1,54
VAN total	17,11											

Evaluación ambiental - determinista

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
tCO ₂ eq / GWh	390,7	375,49	360,44	345,56	330,84	316,28	301,88	287,64	273,55	259,62	245,84	232,21	
SIN H ₂		11,93	34,94	43,89	75,49	84,77	91,28	98,82	101,19	114,86	119,46	119,99	total
ktCO ₂ eq		4,4799	12,595	15,167	24,976	26,811	27,557	28,425	27,681	29,818	29,369	27,862	254,74
CON H ₂		0	0	0	9,7947	19,072	25,584	33,124	35,492	49,156	53,764	54,286	
ktCO ₂ eq		0	0	0	3,2404	6,032	7,7233	9,5277	9,7089	12,762	13,217	12,606	74,817
%red	71%												

Anexo B. Análisis bajo incertidumbre

VAN bajo incertidumbre

t	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
DDt [GWh]		11,92	35,11	41,91	72,03	76,06	101,36	111,56	117,29	111,02	140,75	144,75
CAP [GWh]		65,70	65,70	65,70	65,70	65,70	65,70	65,70	65,70	65,70	65,70	65,70
CAPEX	-32,86	13,59										
OPEX	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16
C_prod		-0,91	-2,03	-2,61	-4,38	-4,36	-3,71	-3,22	-3,42	-3,12	-2,51	-2,82
ING POT_I		0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
SELLS		7,43	13,57	8,61	16,18	17,56	9,58	17,52	11,34	13,16	9,86	9,36
TAX		-1,11	-2,04	-1,29	-2,43	-2,63	-1,44	-2,63	-1,70	-1,97	-1,48	-1,40
PROFIT n		5,66	9,77	4,96	9,63	10,83	4,69	11,93	6,47	8,32	6,13	5,39
VAN	-33,02	5,15	8,07	3,73	6,57	6,72	2,65	6,12	3,02	3,53	2,36	1,89
VAN total	16,79											
ENPV =	16,92											
Inc Value	-0,18											

Evaluación ambiental - bajo incertidumbre

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
tCO2eq / GWh	390,7	345,07	413,04	307,78	338,33	312,27	299	306,31	286,95	288,91	227,02	214,12	
SIN H2		11,92	35,11	41,91	72,03	76,06	101,36	111,56	117,29	111,02	140,75	144,75	total
ktCO2eq		4,1131	14,504	12,898	24,369	23,752	30,306	34,172	33,656	32,075	31,953	30,994	272,79
CON H2		0	0	0	6,3276	10,362	35,659	45,859	51,588	45,319	75,049	79,052	
ktCO2eq		0	0	0	2,1408	3,2357	10,662	14,047	14,803	13,093	17,038	16,927	91,946
% red	71%												

Anexo C. Análisis diseño flexible

VAN diseño flexible

t	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
DDt [GWh]		11,90	35,13	42,26	75,00	80,92	100,14	110,67	112,90	136,48	94,10	147,83
N		1	3	3	5	5	5	5	5	7	7	7
CAP [GWh]		13,14	39,42	39,42	65,70	65,70	65,70	65,70	65,70	91,98	91,98	91,98
CAPEX	-8,66	-12,36	0,00	-11,74	0,00	0,00	0,00	0,00	-11,40	0,00	0,00	0,00
OPEX	-0,04	-0,11	-0,11	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,22	-0,22	-0,22	-0,22
C_prod		-0,94	-2,37	-2,92	-4,11	-3,85	-3,89	-3,68	-2,81	-4,47	-3,74	-3,40
ING POT_I		0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
SELLS		4,89	9,08	8,39	18,42	11,01	13,04	16,99	14,92	10,79	9,13	13,47
TAX		-0,73	-1,36	-1,26	-2,76	-1,65	-1,96	-2,55	-2,24	-1,62	-1,37	-2,02
PROFIT n		-8,83	5,66	-7,28	11,80	5,76	7,45	11,02	-1,33	4,90	4,22	8,24
VAN	-8,70	-8,03	4,68	-5,47	8,06	3,58	4,21	5,66	-0,62	2,08	1,63	2,89
VAN total	9,97											
ENPV =	17,71											
FlexValue	0,79											

Evaluación ambiental - diseño flexible

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
tCO2eq / GWh	390,7	341,18	415,2	305,24	351,52	330,89	287,37	313,98	259,51	242,18	242,31	264,79	
SIN H2		11,90	35,13	42,26	75,00	80,92	100,14	110,67	112,90	136,48	94,10	147,83	total
ktCO2eq		4,0586	14,586	12,899	26,363	26,775	28,777	34,749	29,3	33,054	22,802	39,144	272,51
CON H2		0	0	2,8395	9,2989	15,221	34,439	44,971	47,204	44,505	2,1215	55,851	
ktCO2eq		0	0	0,8667	3,2687	5,0362	9,8966	14,12	12,25	10,778	0,5141	14,789	71,519
% red	75%												