

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE MECÁNICA

VALPARAÍSO – CHILE



“Estudio de prefactibilidad técnica y económica de una planta solar de producción de hidrógeno con un ciclo termoquímico cobre-cloro”

LUCA PEDRO PANIAGUA FUENTES

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO INDUSTRIAL

PROFESOR GUÍA: DR. ING. MARIO TOLEDO TORRES
PROFESOR CO-REFERENTE: PhD. RODRIGO BARRAZA V.

MARZO - 2021

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mi familia, a Carola Fuentes y Mauricio Bravo, que me apoyaron de manera incondicional, en los ámbitos económicos y emocionales en cada uno de los caminos que escogí ser parte como persona, incluyendo los últimos ocho años de carrera universitaria.

A mis hermanos, Tomás Bravo y Nicol Bravo que siempre me llenaron de motivación, de ganas de superar todos los obstáculos y risas cuando fueron necesarias.

Igualmente, a mis bisabuelos, que fueron pilares fundamentales para cimentar mi interés por la ingeniería desde temprana edad, y a mi abuela Silvia Alvarado, quien además de apoyarme en cada una de las decisiones que tomé, también me enseñó la responsabilidad necesaria en los estudios desde pequeño.

A Robinson Oyarzo, quien fue un compañero desde el primer día de universidad y se convirtió en un apoyo fundamental, brindando contención y amistad, hasta transformarse prácticamente en un hermano.

A la rama de balonmano de la UTFSM, quienes fueron un apoyo importante durante la carrera, me recibieron desde el primer día, guiando y explicando el funcionamiento de la universidad, ayudándome en los ramos cuando fue necesario e incluso motivándome cuando lo necesité.

A los profesores a cargo, Rodrigo Barraza y Mario Toledo, por darme la confianza para realizar esta línea investigativa del trabajo de título. A este último en particular, agradecer por la disposición y el consejo oportuno, cada vez que consulté.

A todo el personal del DEFIDER de la universidad, quienes me brindaron ayuda en momentos académicos complejos, confiaron en mí como representante de la universidad y que siempre tuvieron la voluntad de apoyar mi formación como deportista universitario.

A cada una de las personas que conocí en la universidad, pero en especial a mi grupo de amigos del club social, quienes fueron un apoyo fundamental diario, aportando risas, contención y camaradería en las arduas horas de estudio.

Para terminar, agradecer a Camila Inzunza, que me apoyo con la redacción y ortografía del trabajo de título.

Muchas gracias a todos.

Dedicatoria

”No permitir que se nos desperdicie la gracia de los pequeños momentos de libertad que podemos gozar: una mesa compartida con gente que queremos, una caminata entre los árboles, la gratitud de un abrazo. El mundo nada puede contra un hombre que canta en la miseria”

Ernesto Sabato

Resumen

El presente trabajo tiene como objetivo realizar un estudio de prefactibilidad técnica y económica de una planta solar de producción de hidrógeno con un ciclo termoquímico de cobre-cloro. Para ello, la planta solar es la encargada de alimentar con energía térmica el proceso de formación de hidrógeno y el bloque de potencia que alimenta a su vez todos los procesos de energía eléctrica.

Fueron abordados los principales métodos de producción de hidrógeno tanto los que utilizan hidrocarburos, como los que utilizan la división molecular de agua, donde se hizo énfasis en los distintos tipos de ciclos termoquímicos y los ciclos de cobre-cloro que se pueden encontrar en cada una de estas clasificaciones. Además, se identificaron la características de las centrales de concentración solar y se seleccionó la que tuviese mejor desempeño con el ciclo termoquímico a utilizar.

Dentro de los casos de estudio que se tenían contemplados, fueron evaluados dos capacidades de plantas, de 15 y 40 toneladas diarias de hidrógeno. No obstante, por la naturaleza del ciclo de cobre-cloro en cada caso de capacidad se evaluó un escenario optimista y pesimista, lo que decantó en el estudio cuatro casos de estudio simultáneos, los cuales fueron identificados los componentes principales y dimensionados para cada caso en particular. Los cuatro casos de estudio se ubicaron en la Región de Antofagasta, en el sector de María Elena por sus buenas condiciones meteorológicas y de acceso.

En el estudio de costos para cada uno de los casos a estudiar se empleó el método -egla del factor de los seis décimos con la intención de proyectar la capacidad de la planta de hidrógeno, determinando costos de inversión y operación según las características descritas. Por otra parte, en el caso de la central de concentración solar de torre, se utiliza un método de proyección llamado "BaU", la cual determina el costo de inversión y operación.

Luego se evaluó a partir del indicador económico de costo nivelado de producción de hidrógeno (LCOH), el cual alcanzo un menor valor para el caso de escenario optimista de 40 toneladas diarias de producción entregando un valor 7,93 [USD/kg H₂] y un nivel de inversión de 440 millones de dolares. Por lo tanto, el valor de costo nivelado de producción no permite ser competitivo ante las alternativas comerciales actuales ni proyectadas al año 2035.

Palabras clave: Hidrógeno, ciclo termoquímico, concentración solar de torre, cobre-cloro.

Abstract

The objective of this work is to carry out a technical and economic pre-feasibility study of a solar hydrogen production plant with a copper-chlorine thermochemical cycle. For this purpose, the solar plant is in charge of feeding with thermal energy the hydrogen formation process and the power block that feeds all the electrical energy processes.

The main methods of hydrogen production were discussed, both those using hydrocarbons and those using molecular water splitting, where emphasis was made on the different types of thermochemical cycles and the copper-chlorine cycles that can be found in each of these classifications. In addition, the characteristics of the solar concentrating power plants were identified and the one with the best performance with the thermochemical cycle to be used was selected.

Within the case studies that were contemplated, two plant capacities of 15 and 40 tons of hydrogen per day were evaluated. However, due to the nature of the copper-chlorine cycle, an optimistic and pessimistic scenario was evaluated in each capacity case, which resulted in the study of four simultaneous case studies, the main components of which were identified and sized for each particular case. The four case studies were located in the Antofagasta Region, in the María Elena sector due to its good weather and access conditions.

In the cost study for each of the cases to be studied, the six decimal factor rule method was used in order to project the capacity of the hydrogen plant, determining investment and operating costs according to the characteristics described. On the other hand, in the case of the tower concentrating solar power plant, a projection method called "BaU" is used, which determines the investment and operation cost.

Then it was evaluated from the economic indicator of levelized cost of hydrogen production (LCOH), which reached a lower value for the case of optimistic scenario of 40 tons per day of production delivering a value of 7.93 [USD/kg H₂] and an investment level of 440 million dollars. Therefore, the value of the levelized cost of production does not allow to be competitive with current and projected commercial alternatives to the year 2035.

Keywords: Hydrogen, thermochemical cycle, solar power tower, copper-chloro.

Glosario

BaU	Bussines as Usual
CAPEX	Costo de inversión
CSP	Energía solar concentrada
CTQ	Ciclo termoquímico
ENAP	Empresa Nacional del Petróleo
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
GCH-JU	Fuel Cells Hydrogen join Undertanking
GEI	Gases de efecto invernadero
GLP	Gas licuado de petróleo
H ₂	Hidrógeno molecular
LCOE	Costo nivelado de energía
LCOH	Costo nivelado de hidrógeno
Mtoe	Mega toneladas de petróleo equivalente
OPEX	Costo de operación y mantenimiento
PEM	Electrolito de membrana polimérica
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SOE	membrana de estado sólido
t/ton	Toneladas
USD	Dolar estadounidense

Índice

Introducción	XI
Capítulo 1: Marco Teórico	1
1.1. Naturaleza del hidrógeno	1
1.2. Escenario del hidrógeno en el mundo.	2
1.3. Aplicaciones del hidrógeno	3
1.4. Escenario del hidrógeno en Chile.	5
1.4.1. Linde Gas Chile S.A	8
1.4.2. Hidrógeno del Biobío S.A	9
1.4.3. Indura (Grupo AIR PRODUCTS)	9
1.5. Hidrógeno Verde	9
1.6. Métodos de producción de hidrógeno	15
1.6.1. Basados en hidrocarburos	16
1.6.2. Basados en agua	19
1.6.2.1. Fotólisis	19
1.6.2.2. Electrólisis	20
1.6.2.3. Termólisis	24
1.6.2.4. Ciclos Termoquímicos	24
1.7. Tecnologías de concentración solar	35
1.7.1. Concentrador cilíndrico	37
1.7.2. Concentrador lineal Fresnel	38
1.7.3. Disco parabólico	39
1.7.4. Torre central	40
1.8. Plantas de hidrógeno	49
1.8.1. Componentes	53
1.8.2. Almacenamiento	55
1.8.3. Transporte	58
Capítulo 2: Análisis Técnico	60
2.1. Selección de tecnología	60
2.2. Supuestos y consideraciones	61
2.3. Ubicación	62

2.4. Diseño de planta	62
Capítulo 3: Análisis Económico	71
3.1. Hipótesis	71
3.2. Método de comparación de casos	72
3.2.1. Valor actual neto	72
3.2.2. Tasa interna de retorno	72
3.2.3. Costo nivelado de producción de hidrógeno	73
3.3. Estimación de costos e inversión	73
3.3.1. Planta de concentración solar	73
3.3.2. Planta de hidrógeno	75
3.4. Resultados	76
3.4.1. Mejor escenario	76
3.4.2. Peor escenario	76
Conclusiones y Recomendaciones	80
Bibliografía	84
Anexos	89
Anexo A: Tanque Tipo IV.	89
Anexo B: Propiedades de sal binaria	89
Anexo C: Balance de Energía en planta de H ₂	90
Anexo D: Diagrama planta productora de hidrógeno	91
Anexo F: Flujo de caja para mejor escenario	92
Anexo G: Flujo de caja para peor escenario	93

Índice de figuras

1.1. Usos del hidrógeno mundial [8]	5
1.2. Matriz energía chilena [9]	6
1.3. Demanda actual de H ₂ en Chile [10]	7
1.4. Costo nivelado de hidrógeno en el mundo [7]	11
1.5. Evolución del LCOH para los próximos años [13]	12
1.6. Tipos y tamaños de mercados proyectados para Chile [13]	13
1.7. Proyección de mercado nacional e internacional de H ₂ [10]	14
1.8. Clasificación métodos de obtención de hidrógeno	16
1.9. Diagrama electrolizador alcalino [17]	21
1.10. Diagrama electrolizador PEM [17]	22
1.11. Diagrama electrolizador SOE [17]	23
1.12. Clasificación de ciclos termoquímicos	26
1.13. Esquema ciclo híbrido de cinco pasos Cu-Cl [23]	33
1.14. Mapa mundial de radiación directa normal [24]	35
1.15. Esquema de colector cilindro parabólico [27]	38
1.16. Esquema Concentrador lineal Fresnel	39
1.17. Esquema disco parabólico	40
1.18. Sistemas CSP de torre central [28]	41
1.19. Principales componentes de los helióstatos	42
1.20. Tipo de configuraciones del campo solar	43
1.21. Presentación múltiplo solar [26]	44
1.22. Gráfico de energía térmica durante las horas de colección solar	45
1.23. Tipos de receptores solares	46
1.24. Relación materias primas para producción H ₂ [10]	49
1.25. Diagrama de flujo de planta de hidrógeno para ciclo Cu- Cl [29]	50
1.26. Configuración optimizada del planta de hidrógeno [30]	52
1.27. Representación reactor para producción de oxígeno [32]	54
1.28. Cámara de secado por spray [32]	54
1.29. Costo de compresión de hidrógeno [10]	56
1.30. Costo de almacenamiento en cavernas de sal [10]	57
1.31. Costo almacenamiento de licuefacción del hidrógeno [10]	58
2.1. Esquema efecto coseno	65

2.2. Diagrama planta de hidrógeno solar. Elaboración propia	69
3.1. Costo nivelado de producción de hidrógeno	77
3.2. Costos de inversión	77
3.3. Precio de venta del hidrógeno	78
3.4. Sensibilización de costos del planta de hidrógeno	79

Índice de cuadros

1.1. Propiedades físicas del hidrógeno molecular [2].	1
1.2. Propiedades del hidrógeno comparada con otros combustibles [2].	2
1.3. Reacciones químicas de Cu-Cl de 5 pasos híbrido [22]	32
1.4. Tecnologías de concentración CSP [25]	37
1.5. Propiedades de medios caloportadores más usados [26]	47
1.6. Valores unitarios para la planta de hidrógeno	52
1.7. Cantidad y tipos de energía para planta de hidrógeno [31]	53
2.1. Datos de ubicación e irradiancia de Maria Elena	63
2.2. Potencias instaladas en distintos escenarios	63
2.3. Parámetros de diseño para campo de helióstatos	67
2.4. Campo de helióstatos para diferentes tamaños	67
2.5. Caracterización de capacidad de almacenamiento térmica	68
2.6. Caracterización de plantas por escenario	69
3.1. Costos de planta de concentración solar	74
3.2. Valores de referencia para torre solar [35].	74
3.3. Valor porcentual de los costos fijos de una planta termoquímica [35]	75
3.4. Costos totales mejor escenario	76
3.5. Costos totales peor escenario	76

Introducción

A lo largo de la historia de humanidad y por sobre todo en la última porción de tiempo, la población mundial ha ido constantemente incrementándose a una tasa promedio de 1,1 % [1], alcanzando 7,7 mil millones de personas para el año 2019, mientras que se proyecta que para el año 2050 se alcance la cifra de 9,7 mil millones de personas [1]. Sumado a lo anterior, la migración desde zonas rurales a la ciudad y el aumento en los estándares de calidad de vida a nivel mundial han provocado un crecimiento directo en la producción de materias primas indispensables para el desarrollo humano, siendo los principales ítems los alimentos, calefacción, combustibles para el transporte y el uso de energía general tanto de consumo domiciliario como industrial. Todo esto decantando en una situación de aumento sostenido en la carga energética mundial.

Actualmente, el mundo se enfrenta un emergencia climática que va aumentando su magnitud año a año, donde la causa principal radica en el consumo de energía proveniente de combustibles fósiles, el cual produce gases de efecto invernadero. Donde estos, destacan las altas cantidades de dióxido de carbono (CO_2) que el planeta no tiene la capacidad de reintegrar de manera orgánica y natural, provocando un aumento en la temperatura superficial terrestre.

En este contexto, la necesidad de cambiar nuestras fuentes de energía, como los combustibles que usamos desde las grandes industrias hasta nivel domiciliario o el transporte, resulta esencial para ayudar a subsanar la situación actual. Es por esto que se plantea al hidrógeno como una nueva alternativa a los combustibles gracias a la característica de nula emisión de gases de efecto invernadero al ser utilizado. Sin embargo, los métodos convencionales de producción de hidrógeno utilizan alrededor del 2 % de la energía mundial y siguen utilizando combustibles fósiles como fuente primaria [7], generando de manera anual 830 $[\text{Mt}/\text{CO}_2]$ [7], complicando cada vez más la situación ecológica.

Los antecedentes anteriores decantaron en la motivación de encontrar una nueva alternativa que permita dar una solución al problema de la producción del hidrógeno, juntando las energías renovables y la producción de hidrógeno para amainar el impacto y las consecuencias que tiene la utilización de estas tecnologías tradicionales. También, lograr un desarrollo industrial chileno usando las características de nuestro territorio nacional como una ventaja comparativa mundial, destacando primordialmente los cielos y los altos niveles de radiación solar que podemos encontrar en las regiones del norte del país.

Finalmente, se planteó un estudio de prefactibilidad de una planta productiva de hidrógeno basado en el método de ciclos termoquímicos que utilicen como reactante la combinación de cobre-cloro, donde se pretende estudiar dos capacidades de producción. 15 y 40 toneladas diarias, abarcando el 10 % y el 25 % del mercado nacional de hidrógeno respectivamente. Todo esto con el objetivo de lograr una configuración que permita una producción sustentable y sostenible con el medio ambiente, entregando un hidrógeno obtenido de manera limpia y con el menor impacto ambiental.

Marco de referencia.

Dentro del marco del proyecto FONDAP “Solar Energy Research Center (SERC-Chile)”, específicamente en la línea de desarrollo e investigación de almacenamiento de energía y química-solar, el presente trabajo de título propone el estudio de prefactibilidad de una planta solar de hidrógeno.

Objetivo general.

Evaluar la prefactibilidad técnica y económica de una planta solar de producción de hidrógeno a partir del ciclo termoquímico cobre-cloro.

Objetivos específicos.

- I. Definir el estado del arte de los sistemas de separación térmica de agua.
- II. Identificar los reactantes, reacciones y equipos a utilizar para el ciclo termoquímico cobre-cloro.
- III. Dimensionar los equipos principales del proceso, y determinar los costos asociados a la implementación de la planta solar de producción de hidrógeno.
- IV. Evaluar económicamente la planta solar para una producción de 15 y 40 toneladas diarias de hidrógeno.
- V. Obtener el costo nivelado de producción de hidrógeno

Capítulo 1: Marco Teórico

1.1. Naturaleza del hidrógeno

El hidrógeno es el número uno de los elementos en la tabla periódica, siendo el químico más ligero de la misma que, a condiciones normales (25°C y 101,3 kPa), es un gas incoloro, insípido, no tóxico, inflamable e insoluble en agua. Es el elemento que tiene mayor abundancia en el universo, a la vez que es uno de los elementos más abundantes en la Tierra y también se encuentra presente formando distintas moléculas como agua (H_2O), derivado del petróleo (Benceno C_6H_6 , policloruro de vinilo C_2H_3Cl), amoníaco (NH_3), entre otros compuestos. En contraposición con lo anterior, el hidrógeno solo se puede encontrar en la naturaleza ligado a otros elementos, es decir, no se puede encontrar de manera natural en su forma H_2 a pesar de su basta presencia, por lo que su producción es posible únicamente de manera artificial. A continuación, se presentan las principales propiedades físicas del hidrógeno molecular en el cuadro 1.1.

Cuadro 1.1: Propiedades físicas del hidrógeno molecular [2].

Parámetro	Valor	Unidad
Peso molecular	$2,016 \cdot 10^{-3}$	$kg \cdot mol^{-1}$
Punto de fusión	13,96	K
Punto e ebullición	14	K
Densidad a 4,2 K (sólido)	89	$kg \cdot m^{-3}$
Densidad a 4,2 K (sólido)	71	$kg \cdot m^{-3}$
densidad a 0°C y 101,3 kPa (gaseoso)	$8,99 \cdot 10^{-2}$	$kg \cdot m^{-3}$
Conductividad térmica (25 °C)	$1,842 \cdot 10^{-1}$	$W \cdot K^{-1} \cdot m^{-1}$
Calor bruto de combustión (25 °C y 101,3 kPa)	$2,6504 \cdot 10^5$	$kJ \cdot kg^{-1} \cdot mol^{-1}$
Calor neto de combustión (25 °C y 101,3 kPa)	$2,4192 \cdot 10^5$	$kJ \cdot kg^{-1} \cdot mol^{-1}$
Temperatura de auto-ignición	858	K
Límite de inflamabilidad en oxígeno	4-94	%
Límite de inflamabilidad en aire	4-74	%

Otra de las propiedades relevantes a destacar del H₂ es la energía liberada mediante un proceso de oxidación, teniendo una densidad de energía correspondiente a $1,4 \cdot 10^8 [J \cdot kg^{-1}]$. Esta característica se contrasta con los combustibles fósiles más comunes en el cuadro 1.2 mostrado a continuación.

Cuadro 1.2: Propiedades del hidrógeno comparada con otros combustibles [2].

Combustible	Densidad energética gravimétrica		Densidad energética volumétrica		Límite de inflamabilidad <i>vol %</i>	Fracción de calor en forma de radiación <i>vol %</i>
	<i>MJ · kg⁻¹</i>	<i>kWh · kg⁻¹</i>	<i>MJ · l⁻¹</i>	<i>kWh · l⁻¹</i>		
Hidrógeno (20 Mpa)	120	33,3	2,1	0,58	-	-
Hidrógeno líquido	120	33,33	8,4	2,33	18,3-59	17-25
Metanol	19,7	5,36	15,7	4,36	6-36	17
Petróleo	42	11,36	31,5	8,75	1,1-3,3	30-42
Diésel	45,3	12,58	35,5	9,86	0,6-7,5	-
Kerosene	43,5	12,08	31	8,6	0,7-5	-

El hidrógeno tiene una alta densidad gravimétrica en relación a los combustibles fósiles usados comúnmente, incluso siendo el triple de los derivados del petróleo. Además, se destaca que a la hora ser combustionado en presencia de oxígeno, tiene la particularidad de no emitir GEI, siendo el vapor de agua el único residuo posterior a la reacción química.

1.2. Escenario del hidrógeno en el mundo.

En últimas décadas hubo un crecimiento económico sostenido a nivel mundial, el cual potenció un escenario de desarrollo tecnológico e industrial a nivel global. Dicho desarrollo, incrementó el consumo energético en el mundo manifestándose principalmente en el área de transporte, domiciliario e industrial. El consumo de energía estimado a nivel mundial alcanzó los 10.000 millones de toneladas equivalentes de petróleo por año [3]. Esta alza del consumo de energía generó un aumento del uso de fuentes de energías primarias aumentando la demanda de combustibles fósiles.

Dentro de las múltiples fuentes de combustibles, los fósiles son actualmente los más usados a nivel global, principalmente el petróleo, el gas y el carbón. La matriz energética mundial se encuentra sumergida en una alta dependencia de estas fuentes y su participación a nivel mundial se alza a un 79 % [4]. El uso de combustibles fósiles nos ha arrastrado un escena-

rio ambiental crítico, donde actualmente se le debe hacer frente a una emergencia climática, siendo las presencias de GEI en la atmósfera la principal causa de esta. Asimismo, el principal actor dentro de los GEI es el dióxido de carbono antropogénico, el cual alcanza una cifra histórica de 32.840 Millones de toneladas producidas principalmente por la quema de los combustibles fósiles para la obtención de energía [5].

Sumado a lo anterior, los principales combustibles que se usan no tienen la capacidad de ser renovados naturalmente, existiendo una cantidad limitada en el mundo aproximada de 1.060.000 millones de toneladas equivalentes de petróleo [6]. Tal situación pone al mundo en una carrera tecnológica a contrarreloj para revertir la situación. Con todos estos antecedentes sobre la mesa es que resulta necesaria la búsqueda de un combustible mucho más amigable con el medio ambiente.

El hidrógeno se perfila como una gran alternativa para dar respuesta, siendo el vector energético favorito a estos problemas. Sin embargo, el hidrógeno aún se encuentra al debe en el proceso de producción ya que en la actualidad es prácticamente producido en su totalidad en base a combustibles fósiles, resultando el gas natural el principal combustible usado para este fin con una partición mundial de 76 %, seguido por el carbón con un 23 % y el 1 % restante es fabricado a través de electrólisis [6]. El alto uso de gas natural como materia prima es consecuencia del gran nivel de madurez industrial del proceso de reformado de metano a vapor, satisfaciendo el 50 % de la demanda de hidrógeno a nivel mundial [7].

1.3. Aplicaciones del hidrógeno

El hidrógeno es una pieza clave para la industria mundial, en tanto materia prima o parte de algún tipo de proceso industrial debido a las propiedades del elemento. Es por ello que tiene una producción mundial que alcanza las 65 Mt anuales de hidrógeno. Dicha cifra se traduce en un 2 % de gasto energético mundial, mientras que el consumo de hidrógeno ha mantenido un crecimiento sostenido a lo largo del tiempo debido a los múltiples usos que se

ha logrado incorporar.

Dentro de los usos convencionales encontramos que la aplicación principal que se le daba al hidrógeno era la refinación de petróleo crudo con el fin de obtener distintos derivados según la demanda y distribución necesaria. Respecto a esta práctica podemos nombrar procesos utilizados como la hidrosulfuración -que se utiliza principalmente el hidrógeno para la captura del azufre formando ácido sulfhídrico-, el hidrocrackeo -que permite descomponer en cadenas más cortas las moléculas de hidrocarburo para la formación de gasolina o diésel- y la hidroisomerización -que permite la mejora de las propiedades de las parafinas convencionales-.

Bajo esta misma línea, el hidrógeno es altamente empleado para la síntesis de amoníaco, la cual tiene bastantes usos en la industria, donde destaca su aplicación para la producción de alimentos utilizando como fertilizante en el sector agrícola y producción de alimentos para la industria ganadera. Sin embargo, podemos encontrar que tiene más usos que serán expuestos en los siguientes puntos.

Las aplicaciones menos usuales se enmarcan en el uso del hidrógeno para la elaboración de metanol, mezclando monóxido de carbono e hidrógeno. Es aquí donde se le visualiza a futuro como un posible combustible sustituto para la gasolina o diésel ya que podría pavimentar la transición hacia medios de transportes más limpios. El hidrógeno también es utilizado en la producción de vidrio plano, usándolo como regulador de ambiente que permite, a su vez, incrementar la calidad del producto. Finalmente, se puede encontrar como aplicación la elaboración de alimentos a través del proceso de hidrogenación usando aceites o grasas de origen vegetal a altas presiones para cambiar las propiedades físicas de los productos alimenticios.

A continuación, se muestra en la figura 1.1 un gráfico de cómo es la distribución de los usos convencionales del hidrógeno en la industria:

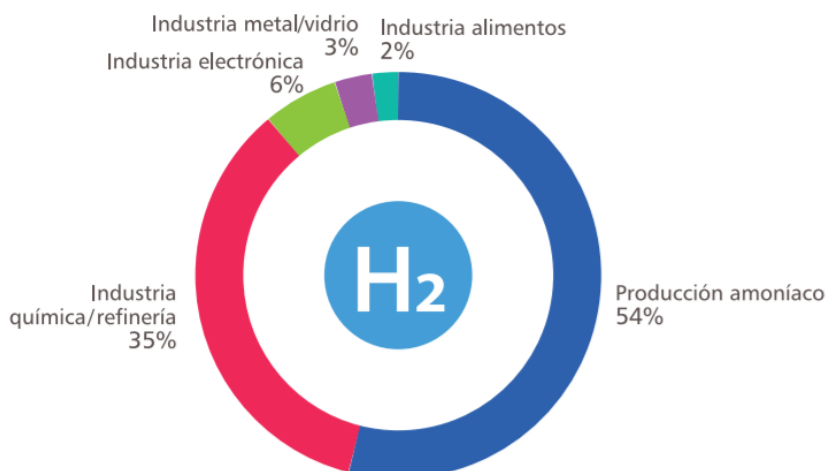


Figura 1.1: Usos del hidrógeno mundial [8]

Con una visión más a largo plazo y proyectando la producción de hidrógeno verde a futuro, se tiene pensado que podría ser utilizado para la industria de transportes masivos y no tan solo para la industria aeroespacial como se emplea actualmente. Esto se traducirá en llevarlo hacia automóviles, barcos y trenes. Yendo más allá, se plantea que pueda ser utilizado también en el área de generación de energía con grandes centrales o producción eléctrica sujeto a las celdas de hidrógeno.

1.4. Escenario del hidrógeno en Chile.

Por ubicación geográfica Chile cuenta con un alto potencial en energías renovables que le permitirían satisfacer su demanda energética e incluso se estima que su potencial es 70 veces la capacidad instalada actual. Sin embargo, en la actualidad la matriz dista bastante de aquella estimación como se puede apreciar en la figura 1.2:

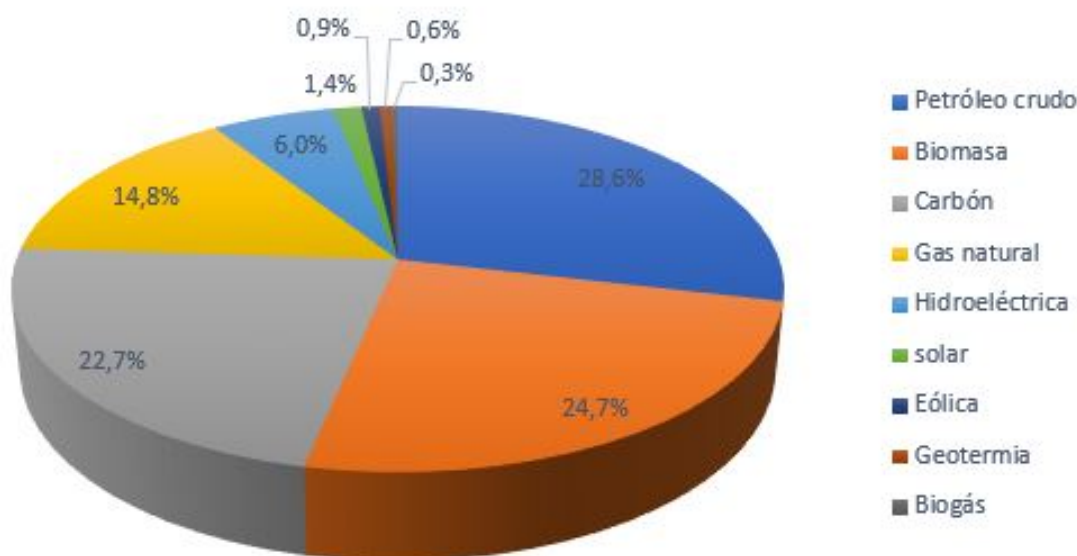


Figura 1.2: Matriz energía chilena [9]

De la figura 1.2 se desprende una excesiva dependencia en relación con los combustibles fósiles, lo que se concretiza a través de los altos niveles de importación, debido que Chile no cuenta con grandes yacimientos de este tipo de recursos, decantando en que tan solo un 35 % de la energía chilena es producida en el territorio nacional.

Esto influye de manera significativa al costo de producción del hidrógeno hecho en Chile, ya que se encuentra subordinado a la fluctuación de precios del gas natural como materia prima principal que prácticamente en su totalidad se trae desde el extranjero para satisfacer la demanda local de hidrógeno.

En Chile se producen alrededor de 59.000 toneladas anuales de hidrógeno, los que son utilizados en procesos productivos para ser utilizados como reactantes en la ENAP o en atmósferas controladas principalmente para la producción de vidrio. A continuación, en la figura 1.3 podemos ver un gráfico con la relación de demanda del mercado y posteriormente se abordará en detalle para que procesos es utilizado el hidrógeno en Chile.

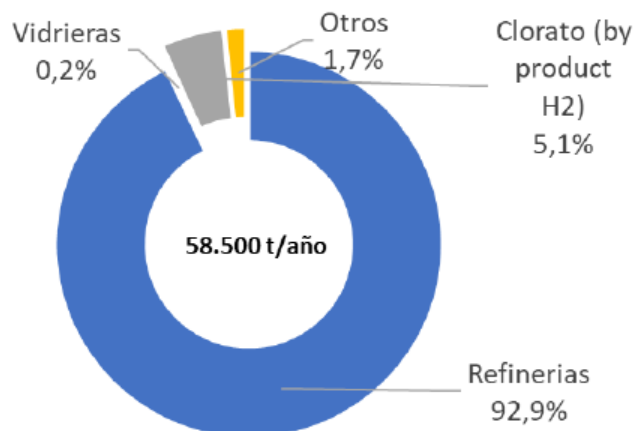


Figura 1.3: Demanda actual de H₂ en Chile [10]

- I. **Producción de combustibles:** La refinación de combustibles fósiles en Chile, como el petróleo y el gas natural, es la principal área donde se gasta hidrógeno, utilizando aproximadamente 93 % del total disponible en el mercado nacional para los procesos de hidrocracking e hidrotratamiento. ENAP es el principal consumidor del hidrógeno nacional, empleando en sus refinerías de combustibles 46.000 toneladas anuales hidrógeno. Este escenario surge a raíz de que ENAP es la empresa que más distribuye y produce variedad de combustibles en el territorio [11].

- II. **Producción de amoníaco:** El amoníaco es el segundo compuesto más consumido a nivel mundial y Chile no se queda al margen de esta realidad. Sin embargo, aquí las industrias elaboran una cantidad estimada menor a 20.000 toneladas anuales, las que equivalen a un consumo aproximado de 3.500 toneladas de hidrógeno anuales para ser convertidas en amoníaco. La producción de amoníaco nacional está a cargo de empresas que elaboran el químico solo para autoconsumo en sus procesos. Prácticamente la totalidad de la demanda nacional de amoníaco se satisface a través de la importación del compuesto. Se debe hacer la distinción que la cifra anterior no contempla el uso de amoníaco para confección de explosivos ricos en nitrato de amonio, que igualmente es importando para ser producido por la empresa Enaex S.A en el territorio nacional [12].

- III. **Producción de cobre:** Las mineras suelen producir pequeñas cantidades de hidrógeno en plantas dedicadas a este fin para alimentar procesos de pirorefinación, el cual consiste en la eliminación del oxígeno presente en el cobre fundido mediante métodos de que entreguen calor como la combustión.
- IV. **Producción de alimentos:** Las empresas de este rubro suelen utilizar el hidrógeno en dos tipos de procesos industriales: la hidrogenación de productos oleaginosos, que consiste en la adición de hidrógeno a altas temperaturas y presión para la solidificación de aceites y, por otro lado, para el control de atmósferas con el fin de refrigerar procesos. Los requerimientos de H_2 se abastecen en base a tanques presurizados transportados en camiones.
- V. **Producción de vidrio:** En la elaboración de vidrio plano es necesario el uso de hidrógeno en la flotación para el control de atmósferas a través de nitrógeno e hidrógeno.

A continuación, se listan las empresas principales dedicadas a la producción de hidrógeno en Chile [8].

1.4.1. Linde Gas Chile S.A

Linde Gas es una compañía alemana productora y distribuidora de gases industriales controlada por el Grupo Linde en presencia en más de 60 países en todo el mundo. En Chile se encuentra desde 1920 y está presente en Valparaíso, Santiago, Concepción, Temuco, Valdivia, Puerto Montt y Punta Arenas. Desde el año 2003 se adjudica la licitación que le permite abastecer de hidrógeno a ENAP con el fin de disminuir el azufre producido por la refinería Aconcagua. Así mismo, durante el 2006 parte operando la planta, utilizando reformado de metano con vapor con una capacidad de producción de 4.200 kg/hr de hidrógeno (46.700 Nm^3/h) lo cual contempla una demanda de clientes externos de 4.500 kg/mes (50.000 Nm^3) que es distribuida a través de camiones.

1.4.2. Hidrógeno del Biobío S.A

La compañía Hidrógenos del Biobío S.A es de origen nacional y está controlada por el grupo Sigdo Koppers, los cuales tienen una planta de producción de hidrógeno de alta pureza a través del método de reformado de gas metano con vapor. Está diseñada para abastecer exclusivamente a la Refinería Biobío de la ENAP, ubicada en Hualpén en la región del Biobío.

1.4.3. Indura (Grupo AIR PRODUCTS)

Indura es parte del Grupo AIR PRODUCTS, compañía internacional presente en todo el mundo que se especializa en gases industriales, además de equipamiento para manufactura, plantas de refinación y petroquímicas, metales, electrónica y alimentos. En Chile posee dos plantas de producción de hidrógeno:

- **Planta INDURA Lirquén**

Es una planta de separación de aire y de producción de hidrógeno de alta pureza (99,9 %) mediante electrólisis que alimenta de gas la planta de Vidrios Lirquén específicamente para el proceso de baño de estaño.

- **Planta INDURA Graneros**

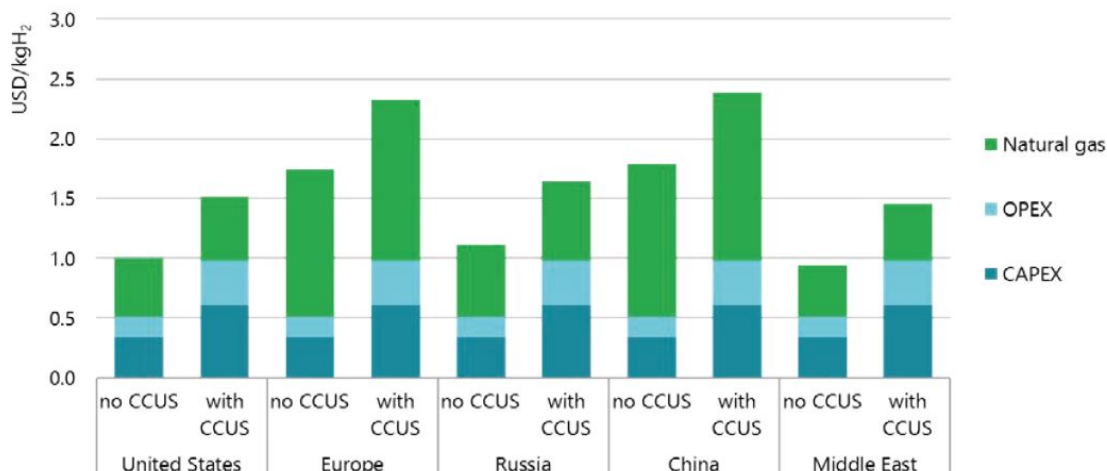
Planta de producción de hidrógeno destinada a la industria nacional comercializando en cilindro de alta presión con la finalidad de conseguir atmósferas reductoras y evitar la oxidación en procesos.

1.5. Hidrógeno Verde

La demanda chilena tiene un propósito particular para el hidrógeno centrado en la refinación de combustibles derivados del petróleo para producción nacional. Esta característica del mercado es otorgada por las circunstancias que lo modelan, como la falta de yacimientos de fuentes primarias de energía convencionales. A pesar de que Chile tiene pequeños yacimientos de gas natural en el sur, estos no tienen la capacidad de satisfacer la demanda nacional, menos la utilizada para la producción nacional de hidrógeno, si se contempla la falta de infraestructura necesaria para la fabricación de hidrógeno. Esta situación desembocó en que la

industria productora de hidrógeno se centre en lo que es realmente indispensable tanto para el funcionamiento de la industrial nacional, como para el uso doméstico y domiciliario de la población como lo es contar con los derivados del petróleo.

Lo expresado anteriormente se engloba en el contexto tradicional donde la producción de hidrógeno está basada en combustibles fósiles convencionales, que suele denominar el hidrógeno gris al ser producido por los métodos habituales previamente nombrados. Sin embargo, a nivel mundial se esta abriendo una nueva alternativa que permite la producción de hidrógeno de la mano de las energías renovables no convencionales siendo las encargadas de liderar esta búsqueda la energía solar y la energía eólica. Como es sabido este tipo de energías tiene un bajo costo ambiental en la obtención del hidrógeno, por lo cual es denominado hidrógeno verde al ser producido a través de este tipo de tecnologías. Gracias a la ubicación privilegiada a nivel mundial en la que se encuentra nuestro territorio y la alta concentración de energía solar en el norte como las velocidades de viento en el sur, crean un escenario favorable para la utilización de este tipo de fuentes de energía, ya no siendo únicamente mucho más amigable, sino que también las condiciones hacen que estas puedan elevar su rentabilidad.



Notes: kgH₂ = kilogram of hydrogen; OPEX = operational expenditure. CAPEX in 2018: SMR without CCUS = USD 500–900 per kilowatt hydrogen (kW_{H₂}), SMR with CCUS = USD 900–1 600/kW_{H₂}, with ranges due to regional differences. Gas price = USD 3–11 per million British thermal units (MBtu) depending on the region. More information on the underlying assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

Figura 1.4: Costo nivelado de hidrógeno en el mundo [7]

Como se ve en la figura 1.4, el costo del hidrógeno a nivel mundial está dominado por el sudeste asiático a un precio de 1,4 [USD/kg H₂], el cual corresponde al costo nivelado de producción de hidrógeno o LCOH (por sus siglas en inglés). En aquel sector del mundo tienen la capacidad de alcanzar un menor costo, debido a los grandes yacimientos de gas natural que tienen en sus territorios. Sin embargo, las proyecciones futuras para el LCOH producido en Chile de la mano de las ERNC podría disminuir ese costo directo e incluso alcanzar un costo más competitivo que el actual. Esto se logra al desarrollo de las tecnologías, disminución en los costes de mano de obra por aprendizaje, mejora en los componentes, etc.

Como país se ha previsto esta situación y se trabaja para ser parte de este nuevo mercado emergente en el que tenemos grandes ventajas comparativas, por lo cual se ha desarrollado la “Estrategia nacional de hidrógeno verde”

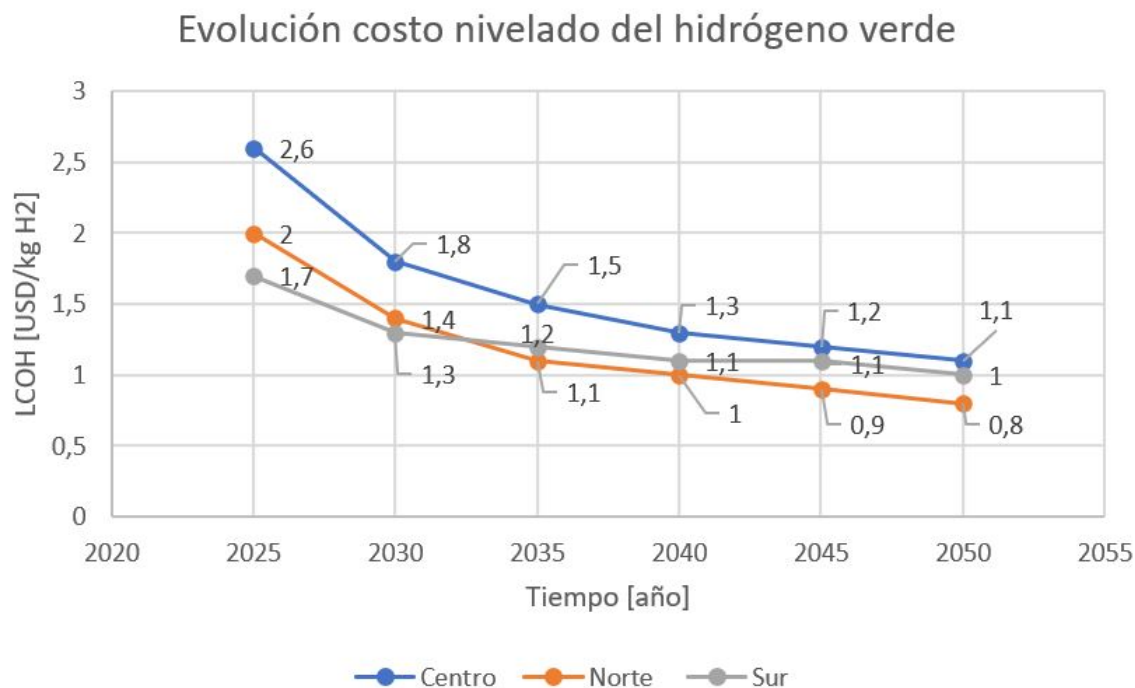


Figura 1.5: Evolución del LCOH para los próximos años [13]

Según la figura 1.5 el costo más competitivo para el hidrógeno verde sería alcanzado, según las estimaciones en la parte sur de país, en específico el sector de la Patagonia, para el año 2030 de mano de la energía eólica y posteriormente en el norte del país en el sector de Antofagasta centrado en la energía solar. Estos hechos se mueven en conjunto con la disminución del costo de producción de energía eléctrica, el costo nivelado de energía o LCOE (por sus siglas en ingles), ya que la apuesta se hace por un método producción de hidrógeno que se basa en la obtención por energía eléctrica del hidrógeno.

Este giro en el mercado del hidrógeno entrega la posibilidad de ser explotado como vector energético debido de la gran cantidad de ERNC que tenemos disponibles en el territorio y la capacidad de aprovecharlas a través del gas. Generando nuevas industrias a nivel local, como internacional.

Es por esto que se estima que el desarrollo en conjunto de tecnología ERNC, la necesidad de descarbonizar la matriz energética y a la vez detener la emergencia climática, potenciarán la demanda del vector energético más allá de los usos para los que se contempla actualmente el hidrógeno. En la figura ?? podemos ver cómo se proyecta el desarrollo de las distintas aplicaciones para el hidrógeno en el mercado.

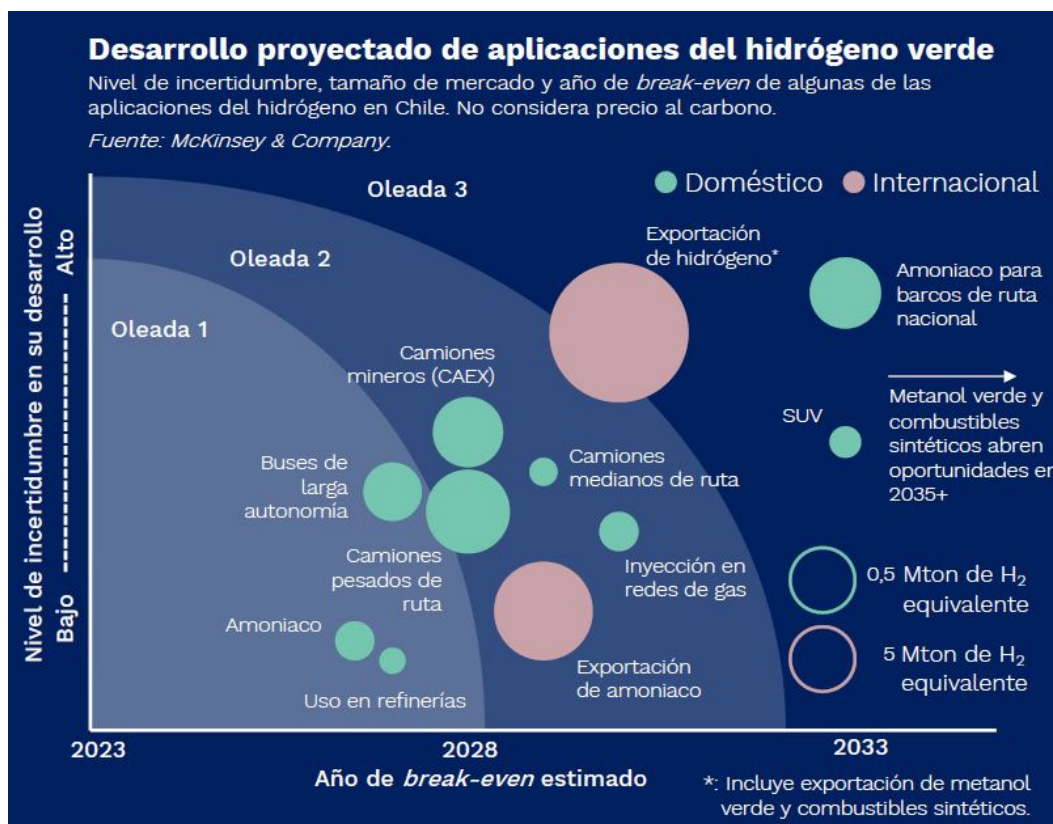


Figura 1.6: Tipos y tamaños de mercados proyectados para Chile [13]

Durante los primeros años la industria nacional se centra en abastecer la necesidad nacional principal como lo es el uso en refinerías y terminar con la importación de amoníaco como se hace actualmente. Este suceso hará que el mercado del hidrógeno crezca en un 15 % de manera anual de manera sostenida hasta el 2030. Por otro lado, uno de los principales mercados nacionales la minería estima la utilización de hidrógeno para el transporte material en sus camiones (CAEX).

Dentro de las proyecciones futuras para el hidrógeno verde a nivel país, se estima un crecimiento de seis veces del mercado actual para el 2030 alcanzando las 325.615 t/año, suma que puede ser completamente abastecida por hidrógeno verde producido en Chile abarcando áreas como generación eléctrica, producción de amoníaco y derivados, combustibles para transporte y refinería [10].

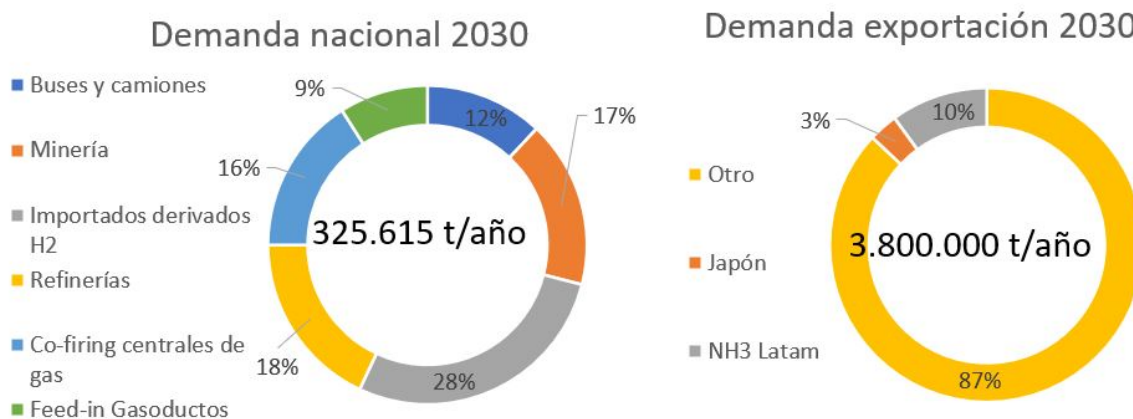


Figura 1.7: Proyección de mercado nacional e internacional de H₂ [10]

Por otro lado, para el año 2030 las proyecciones del mercado internacional del hidrógeno verde son aún más auspiciosas a nivel país, ya que se contempla un mercado 12 veces más grande que el proyectado a nivel nacional, alcanzando una exportación hipotética de 3.800.000 t/año, donde un 10 % estaría destinado a la exportación amoníaco dentro de Latinoamérica, 3 % como hidrógeno a Japón y el 87 % restante como hidrógeno verde a todo el mercado internacional. Así, se emplea como ventaja comparativa el uso de energías renovables por el cual fue producido, la baja o nula huella de carbono e incluso abrir un mercado internacional atractivo para el mundo a partir de ventas de bonos de carbono [10].

En suma, esto significaría un beneficio para el país desde el punto de vista del desarrollo industrial, en la reducción de la huella de carbono en el mundo y, además, produciría reducción en los costos de importación que actualmente es necesario pagar. Es por esto que el Estado en conjunto con la comunidad científica han fijado como objetivo a largo plazo el

uso del hidrógeno verde en Chile en múltiples sectores. No obstante, ya existen empresas como Engie en conjunto con ENAEX S.A que han comenzado con estudios de factibilidad de plantas de hidrógeno verde a través de electrólisis alimentadas por paneles fotovoltaicos para la producción de 350.000 mt/año de amoníaco verde.

1.6. Métodos de producción de hidrógeno

El hidrógeno ya tiene reservada una ubicación importante dentro de los procesos industriales convencionales y ha ido ganando cada vez más terreno por sus propiedades químicas y su combustión libre de carbono, lo que lo cataloga como amigable en el marco de un proyecto de descarbonización mundial. No obstante, siempre está contenido en compuestos químicos más complejos, vale decir, no se puede encontrar aislado en su forma molecular debido a su inestabilidad y alta capacidad para alearse en compuesto. Esto resulta en que debe ser extraído por distintos métodos y desde las sustancias que lo contienen.

Pese a que existen muchas sustancias que contienen hidrógeno en su estructura, podemos agrupar los métodos de obtención en dos grandes partes relacionadas a la materia prima de la cuales se extrae el H_2 . Los más conocidos corresponden los basados en hidrocarburos. Dichos métodos son lo que tienen mayor presencia industrial por la madurez que tienen estas tecnologías. Sin embargo, el fuerte contrapunto de este tipo de tecnologías es que, al disociar la molécula de hidrógeno de estos carburos, se suele también liberar el carbono presente en este tipo de compuesto generando altas cantidades de GEI.

La alternativa a los hidrocarburos se basa en la disociación la molécula de agua sumado a energía para lograr la separación del hidrógeno y oxígeno. Para poder romper la molécula de agua existen varios métodos que pueden ser utilizados dependiendo del tipo de energía que se planea emplear. Como ninguno de los dos compuestos que forman el agua son contaminantes, la reacción química para separarlos no produce GEI y siguiendo la misma senda se prevé que la energía para realizar el proceso tenga las mismas características, es decir ERNC. Dentro de este mismo grupo no existe el mismo nivel de madurez que en la parte de hidrocarburos.

Sin embargo, la electrólisis ha ido ganando cada vez más terreno a nivel mundial.

A continuación, se muestra la reacción química del proceso de disociación de agua (1) y posteriormente un esquema de clasificación de los métodos de obtención de hidrógeno según su materia prima mostrados en la figura 1.14.

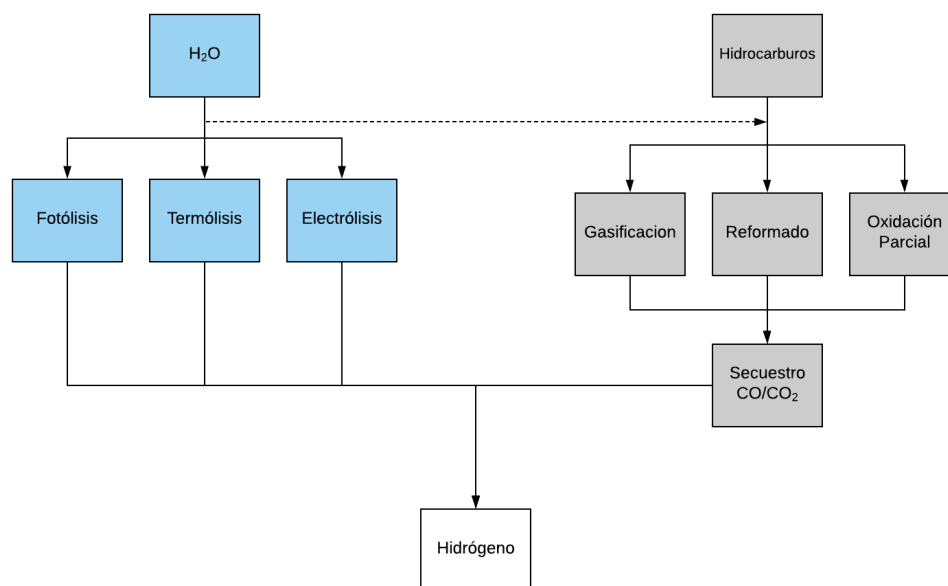
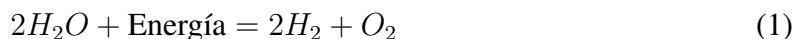


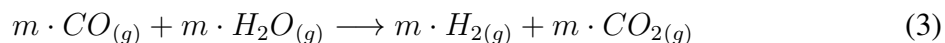
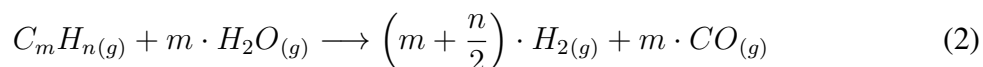
Figura 1.8: Clasificación métodos de obtención de hidrógeno

1.6.1. Basados en hidrocarburos

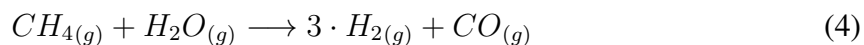
Los métodos de obtención de hidrógeno basados en hidrocarburos son los más desarrollados y utilizados en la industria. Tales métodos se basan en la extracción del hidrógeno que hay en las cadenas de hidrocarburos en combinación con agua. Básicamente, se utiliza el poder calorífico de los hidrocarburos para alcanzar las temperaturas y energía de reacción, por lo que todos métodos tradicionales de producción de hidrógeno son esencialmente termoquímicos.

Reformado de vapor de gas natural

El proceso de reformado de vapor es el proceso más común y utilizado a nivel industrial ya que alcanza los menores costos de kilogramo por hidrógeno producido. Esto se debe principalmente a que es el proceso industrial con mayor eficiencia de los hidrocarburos, como también de los basados en agua, el cual alcanza entre un 78,6 % y 83,9 % de eficiencia térmica del proceso completo. Una de las claves de la alta eficiencia alcanzada es el proceso de dos etapas, utilizando los desechos de la primera reacción para volver a formar hidrógeno. En el primer paso se utiliza un reactor catalítico que opera entre 700-1000°C y a una presión promedio de 25 bar. Posteriormente se obtiene un gas rico en monóxido de carbono e hidrógeno para dar paso a la segunda parte en el otro reactor, volviéndose a producir hidrógeno y dióxido de carbono. Las materias primas para el uso de estos procesos son hidrocarburos ligeros, principalmente metano o etano y agua. A continuación, se muestran las reacciones químicas generales del proceso (2,3).



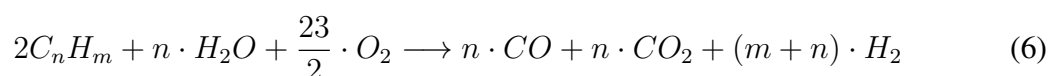
Puntualmente para el caso del metano (el cual es el gas más utilizado) el proceso recibe el nombre de *steam methane reforming* o SMR y las ecuaciones generales (2,3) quedan de la forma particular mostradas a continuación en las ecuaciones (4,5).



El reformado de vapor tiene la gran desventaja que no puede ser usado en hidrocarburos pesados o con alto nivel de impureza. Asimismo, la producción de GEI también es una consecuencia negativa que se requiere erradicar dentro del mismo proceso.

Oxidación de hidrocarburos

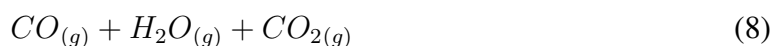
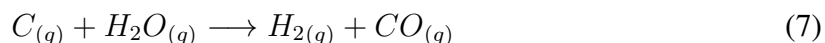
La oxidación parcial es un método involucra oxígeno, agua e hidrocarburos líquidos o gaseosos. El proceso permite mayor flexibilidad en los hidrocarburos utilizados y estos pueden contener mayor cantidad de impurezas o ser más pesados, incluyendo brea de desfaltado y coque de petróleo. Estos son precalentados, mezclados con oxígeno en una cámara de combustión hasta alcanzar altas temperaturas, mientras que el agua funciona controlando la combustión y estabilizador de temperatura en el reactor. La temperatura del proceso funciona alrededor de los 1200 °C y sobre los 80 bar. A continuación, la ecuaciones 6 es la que rige el proceso.



Por la versatilidad de hidrocarburos de baja pureza es un proceso flexible y útil para la industria, sin embargo, se generan subproductos indeseados como gases de efecto invernadero.

Gasificación de carbón

Este proceso utiliza carbón y agua para formar gas de síntesis e hidrógeno en el primer paso y, posteriormente, formar hidrógeno y dióxido de carbono. Para lograr que se concrete la reacción química se debe trabajar a temperaturas superiores a los 1000 °C en la primera etapa que corresponde a la ecuación 7. por otro lado, en la segunda etapa en la cual se trabaja a una temperatura de alrededor de los 400 °C y corresponde a la ecuación 8. Este proceso se basa en lograr una combustión incompleta, dependiendo del tipo de carbón que se utilice pueden variar las temperaturas para lograr el efecto deseado [14].



Este proceso es altamente utilizado por los países con yacimientos de carbón como China, y adquiere la gran ventaja debido a la simplicidad que tiene: tan solo hay tener en consideración de que los parámetros sean correctos y se pueda formar el gas de síntesis. Al igual que los procesos anteriores forma subproductos y GEI, los cuales son nocivos para el medio ambiente.

1.6.2. Basados en agua

A pesar de que los métodos anteriormente descritos también utilizan agua, los procesos basados en esta, el agua es la única materia prima de donde se extrae el hidrógeno y por este motivo es que se clasifican como tal. La mayor parte de estos procesos se encuentra aún en estudio, ya que no ha alcanzado la madurez, los costos y la eficiencia suficiente para competir con los métodos basados en hidrocarburos. No obstante, estos métodos se caracterizan por las bajas o nulas emisiones generadas, ya que prescinden de hidrocarburos. Dicha situación ambiental, junto a las favorecedoras eficiencias futuras y los bajos costos de operación, son los que prometen desplazar los métodos utilizados actualmente. Los métodos a continuación descritos se basan principalmente en la ecuación 2, mas son diferenciados por el tipo de energía que se utiliza y los reactantes necesarios para la ruptura de la molécula de agua.

1.6.2.1 Fotólisis

La fotólisis es un proceso donde se emplea la radiación proveniente del sol como fuente energética para producir la reacción de hidrólisis. Se han desarrollado dos grandes caminos para el uso de la fotólisis, los cuales son los procesos fotobiológicos y los procesos fotocatalíticos. Ambos caminos se encuentran en investigación y desarrollo para su uso a gran escala.

En cuanto a los procesos fotobiológicos, estos involucran la obtención de hidrógeno a partir de organismos biológicos como bacterias, cianobacterias, bacterias de fermentación y bacterias fotosintéticas que actúan como catalizadores utilizando ciertos rangos en el espectro de radiación captada por estos microorganismos. En algunos casos, es necesario enzimas digestoras para complementar en los procesos de fermentación o ayudar que estos incremen-

ten el volumen o velocidad de producción de H₂ [15].

Además, podemos encontrar el proceso fotocatalítico que plantea la hidrólisis del agua a través de un proceso basado en la electrólisis por medio de la radiación solar combinado con materiales semiconductores sumergidos en soluciones líquidas. Con ello, se logra alcanzar potenciales energéticos en la superficie de los materiales, creando una reacción eléctrica en cadena que culmina con la separación de la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno. Actualmente los esfuerzos se centran en la búsqueda de materiales adecuados y catalizadores que permitan bajar la energía requerida para generar la reacción en cadena [16].

Se tiene una alta expectativa de este tipo de producción de hidrógeno en el mundo científico, sin embargo, su tecnología se encuentra en maduración y desarrollo con la idea de poder aumentar la eficiencia haciendo viable su utilización a gran escala.

1.6.2.2 Electrólisis

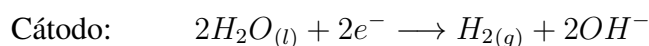
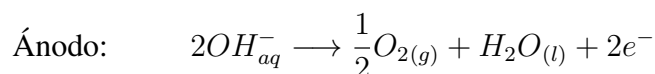
La electrólisis es un método electroquímico que consiste en la disociación de la molécula de agua mediante dos electrodos (cátodo y ánodo) que generan un campo eléctrico mayor a la fuerza eléctrica del enlace que mantiene unidos al oxígeno e hidrógeno. Este método es el que tiene mayor madurez industrial, ya siendo atractivo para el mercado del hidrógeno y su posible combinación con ERNC cada vez gana mayor terreno en la industria. Aún se siguen trabajando para la mejora de estas tecnologías y existen desarrollo nuevas alternativas que permitirían eficiencias más altas y menores gastos de operación. Dentro de este método de producción podemos identificar 3 tecnologías de electrolizadores para la producción de hidrógeno: alcalinos, de membrana de intercambio de protones (PEM), en estado sólido (SOE)

1.6.2.2.1. Electrolizadores alcalinos

Esta tecnología es la más utilizada para la producción de hidrógeno a través de la electrólisis, ya que cuenta con un mayor desarrollo tecnológico y maduración industrial. Es por esto

que tiene la capacidad competitiva para enfrentarse con los métodos basados en hidrocarburos en relación a los costos de operación. Se suele encontrar acoplada a métodos de ERNC puesto a que la mejor alternativa actualmente para la producción de hidrógeno verde, de la mano de energía solar o eólica.

El funcionamiento de estos electrolizadores se basa en una solución alcalina acuosa de hidróxido de potasio (KOH) principalmente, aunque en ciertos casos podemos encontrar que algunos operan con hidróxido de sodio (NaOH). Los electrodos sumergidos en la solución acuosa producen una corriente eléctrica genera el movimiento de los iones (K+) e hidroxilo (OH⁻). A continuación, se muestran las reacciones anódicas y catódicas que rigen la reacción.



Las condiciones de operación típicas de este tipo de electrolizadores están entre los 60 hasta 80 °C, trabajan usualmente a una presión atmosférica y operan con eficiencias entre 47 y 82 %.

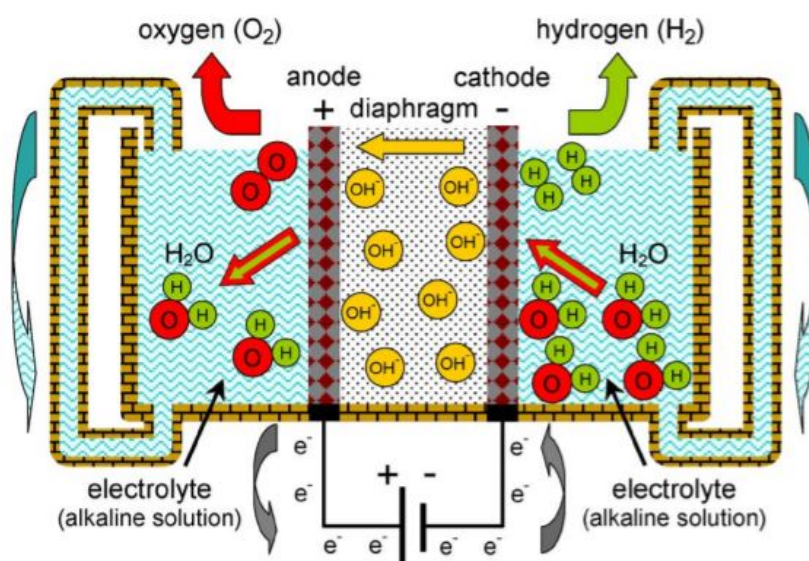


Figura 1.9: Diagrama electrolizador alcalino [17]

1.6.2.2.2. Electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM)

Este tipo de electrolizadores utiliza una tecnología que separa los cátodos y ánodos con una membrana polimérica que permite únicamente el paso de los iones de hidrógeno, particularmente puede ser alimentado con agua pura a diferencia de su símil anterior. El agua ingresa por la parte del ánodo, disociándose y permitiendo atravesar la membrana. Esta tecnología ya cuenta con presencia competitiva en el mercado, pero a diferencia de los electrolizadores alcalinos, aún no alcanza su madurez industrial debido a que actualmente se trabajan en pequeñas centrales o a baja escala alcanzando los 2 [MW]. No obstante, su flexibilidad respecto al trabajo con variaciones de potencias incurridas por la red, rápida respuesta y puesta en marcha, son características bastante considerables si se planea anexas a un sistema de energía renovables variables.

Actualmente se encuentran limitadas por los altos niveles de mantención que se le deben hacer a la membrana y los costos de inversión elevados que implica el desarrollo de este tipo de tecnología, sumado a que los materiales que se necesitan para estos electrodos deben ser de materiales nobles que encarecen aún más la inversión inicial. A continuación, en la figura 1.10 vemos esquema de electrolizador PEM.

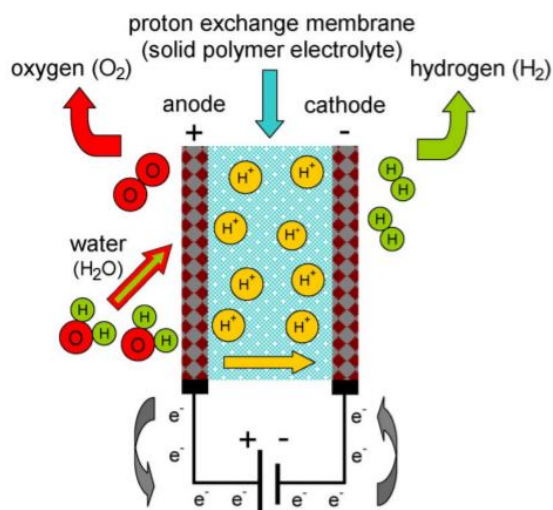


Figura 1.10: Diagrama electrolizador PEM [17]

Podemos ver en la figura 1.10 como el agua ingresa por la parte del ánodo y la membrana

permite únicamente el paso de las moléculas del hidrógeno a la parte del cátodo.

1.6.2.2.3. Los electrolizadores de estado sólido (SOE)

Cuentan con una membrana sólida de material cerámico entre sus electrodos. Este tipo de tecnología aún no alcanza la madurez suficiente para entrar en el mercado y solamente ha sido utilizada en investigación. Se basa principalmente en la electrolización de vapor sobrecalentado como se puede ver en la figura 1.11, condición que le permite trabajar a temperaturas de 600°C hasta los 900°C y también alcanzar eficiencias del orden del 80 % a 90 %. Esto se debe a que la molécula de vapor de agua necesita menor energía eléctrica para realizar la hidrólisis, haciendo más eficiente el proceso general. Se plantea una gran sinergia de esta tecnología con pozos geotérmicos y centrales de concentración solar con el fin de alcanzar las temperaturas deseadas de operación.

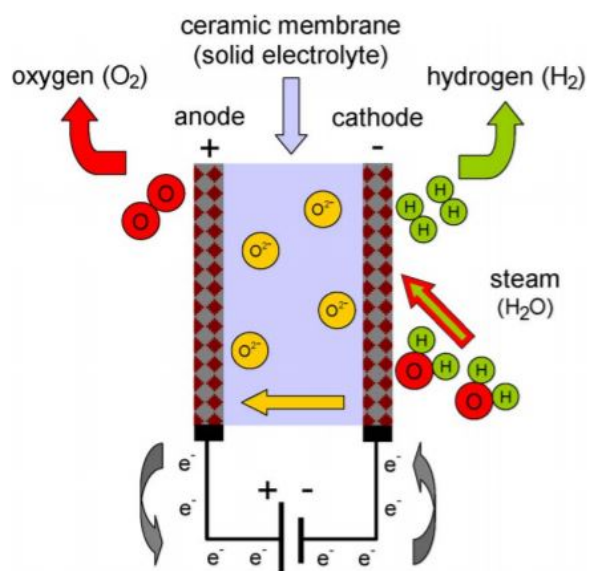
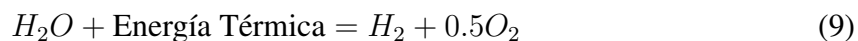


Figura 1.11: Diagrama electrolizador SOE [17]

En la figura 1.11 se ve como en este caso las moléculas de oxígeno son las que la membrana permite el desplazamiento por la membrana de cerámica

1.6.2.3 Termólisis

La termólisis directa es una reacción endotérmica y termoquímica de un solo paso, donde mediante la temperatura se descompone la molécula de agua. A pesar de ser un proceso extremadamente simple de describir, presenta varios inconvenientes que han hecho que no sea competitivo en el mercado. La ecuación 9 a continuación describe su funcionamiento.



La temperatura necesaria para realizar el proceso con éxito es de 2500°k, situación que amerita el uso de una fuente de calor de alta potencia que permita alcanzar aquella temperatura y, obligatoriamente, genera una línea base tanto para seleccionar materiales que puedan trabajar a estas temperaturas como para que puedan resistir la fatiga generada por las variaciones de la misma. Otro factor importante es que la reacción de termólisis directa es termodinámicamente reversible, haciendo que el hidrógeno y oxígeno se volviesen a recombinar, liberando altos niveles de energía pudiendo causar una explosión.

Para evitar la recombinación y sus consecuencias no deseadas, se utilizan métodos para acelerar la separación de ambas moléculas a través de disminuir rápidamente la temperatura de los gases para estabilizarlos. Para conseguirlo, se utilizan membranas semipermeables de ZrO_2 permitiendo pasar únicamente la molécula de hidrógeno. También se emplean tanques rotatorios de velocidad angular constante para que la fuerza centrífuga separe los gases más pesados llevándolos a la parte exterior y el hidrógeno al ser más liviano queda en el centro del tambor.

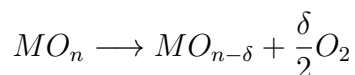
1.6.2.4 Ciclos Termoquímicos

El método por ciclos termoquímicos es un derivado de la división térmica del agua o termólisis directa, ya que se basa en la descomposición del agua en base una serie de reacciones químicas en cadena alimentadas por la energía térmica que puede ser suministrada por el sol, energía nuclear o energía de sobrante de procesos industriales. A pesar de que en el ba-

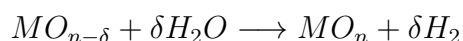
lance total posterior de las reacciones se tendría únicamente la ecuación de división del agua, se necesitan menores temperaturas para lograr generar las reacciones del ciclo termoquímico, situación que entrega una ventaja técnica en torno a los materiales con los cuales se necesita trabajar. Asimismo, no es necesario el sistema de separación de oxígeno e hidrógeno ya que, al hacerse en base a una serie de reacciones, no se liberan de manera simultánea por lo que el riesgo de recombinación es mucho menor que en el método anterior [18].

Este método se basa principalmente en generar, a través de una reacción endotérmica de reducción, un déficit de oxígeno liberándolo y extrayéndolo por vacío o arrastre. Luego, el compuesto reducido es mezclado con el agua, oxidándolo y generando una reacción exotérmica, debido a que el oxígeno del agua por afinidad se desprende de la molécula y se incorpora al nuevo elemento. Finalmente, queda el compuesto del ciclo original más el hidrógeno resultante que debe ser extraído de la misma forma que el oxígeno. Se puede ejemplificar mejor lo descrito anteriormente en las siguientes ecuaciones.

Reacción endotérmica:



Reacción exotérmica:



La ecuación anterior es utilizada como ejemplo general para graficar cómo se comportaría una reacción típica de un ciclo termoquímico de dos etapas, mostrando además que el compuesto inicial en la primera reacción vuelve a formarse para ser nuevamente reutilizado luego de formar el hidrógeno. Los reactantes pueden ser reintegrados al ciclo, ya que no son consumidos por las reacciones químicas [18].

La línea de investigación de los ciclos termoquímicos comienza a partir de la década de los 60 en adelante como una alternativa a la producción de hidrógeno por electrólisis. Desde

entonces surge el desarrollo e investigación de distintos reactantes que faciliten la producción de hidrógeno a la mayor eficiencia y con los menores aspectos negativos para lograr escalar la tecnología para una implementación industrial. Actualmente se han reconocido e investigado alrededor de 200 ciclos termoquímicos según el departamento de energía de Estados Unidos y el informe presentado por General Atomics [19]. También he de comentar que, del total de ciclos investigados, alrededor del 90 % es descartado por los bajos niveles de eficiencia que presentan, lo que hace inmediatamente inviable su proyección industrial. Para mayor orden y comprensión de cada uno de los ciclos termoquímicos que se planean abordar, es necesario clasificarlos según algún tipo de criterio. A continuación, en la figura 1.12 se puede ver un esquema que muestra la clasificación de los ciclos termoquímicos

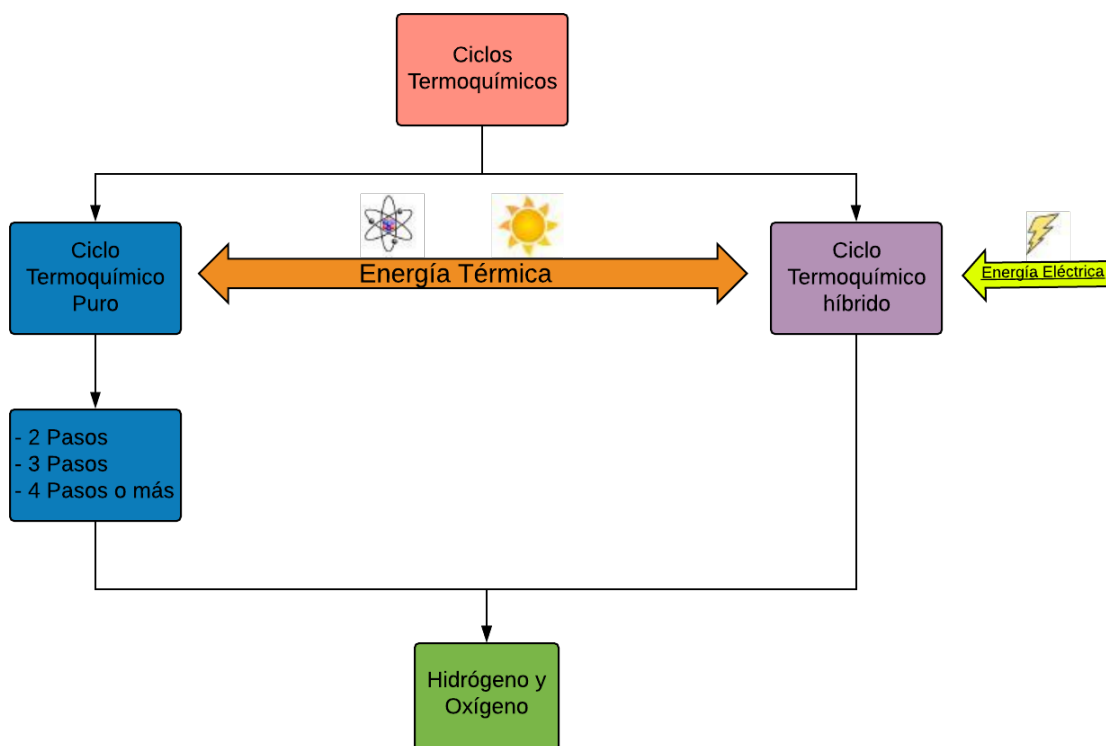


Figura 1.12: Clasificación de ciclos termoquímicos

Como se puede ver en la figura 1.12, tenemos dos grandes subgrupos en los ciclos termoquímicos. En primer lugar, lo que necesitan únicamente de una fuente térmica para realizar las reacciones y, en segundo lugar, los ciclos híbridos que además de la fuente térmica ne-

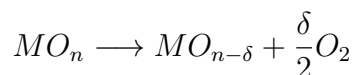
cesitan una fuente de energía eléctrica para realizar dentro del ciclo un paso de electrólisis intermedio. Este último no se subdivide en la cantidad de reacciones que puede tener ya que naturalmente suelen tener tres o más pasos.

Luego, la subdivisión de los ciclos termoquímicos puros se realiza en base a la cantidad de pasos necesarios para completar el objetivo de producir hidrógeno. El desarrollo e investigación de estas tecnologías aún se encuentra en crecimiento, por lo que el debate de qué tipo o cuántos pasos debiesen ser el óptimo o más conveniente, aún no posee una postura completamente unificada. No obstante, las características propias de cada subdivisión ya están trazadas, por lo que el criterio y a qué tipo de fuente energética se basa, son los aspectos que priman para que se pueda hacer buena sinergia entre los procesos y los objetivos que se intentan alcanzar.

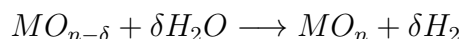
1.6.2.4.4. Ciclos Termoquímicos de 2 pasos

Como su nombre lo indica, este tipo de ciclos termoquímicos se construye en base a las dos reacciones principales de los ciclos que son llamados el *par redox* por reducción y oxidación. En la primera reacción el reactante es reducido, produciendo usualmente un metal con déficit de oxígeno de su nomenclatura original, para posteriormente ser oxidado en conjunto con agua, con el objeto de que la afinidad entre el reactante reducido y el oxígeno del agua se junten dejando libre el hidrógeno. Este tipo de ciclos en promedio necesita una temperatura 2000 k para realizar la reacción de reducción, mientras que la reacción de oxidación requiere de menores temperaturas del orden de los 800 k, siempre buscando que ambas reacciones sean alimentadas a partir de energía solar [20]. La forma general es la que se presenta a continuación:

Reacción endotérmica:



Reacción exotérmica:

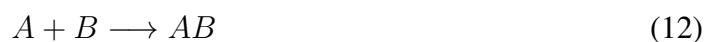
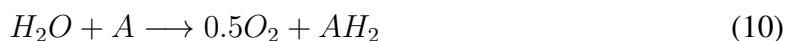


La mayor desventaja de este tipo de ciclos es la alta necesidad de energía térmica para realizar las reacciones químicas y la dificultad constructiva para los componentes industriales. Sin embargo, no deja de ser atractiva por la simplicidad de trabajar únicamente con dos reacciones químicas por las ineficiencias y pérdidas de calor inherentes a mayor cantidad de pasos para los ciclos [20].

Dentro de los pares redox destacables se encuentran ZnO/Zn , CeO_2/Ce_2O_3 , Fe_3O_4/FeO , SnO_2/SnO . A pesar de que estos pares de reacción todavía no alcanzan la madurez industrial suficiente para competir con las formas convenciones de producción de H_2 , son alternativas prometedoras en vías de desarrollo.

1.6.2.4.5. Ciclos Termoquímicos de 3 pasos

Los ciclos de estas características son similares a sus pares de dos pasos, la diferencia radica que la reacción endotérmica de reducción del reactante es dividida en dos reacciones, dando como resultado una menor temperatura total. De manera similar al ejemplo anterior, también hablamos de un ciclo, por lo cual se puede reutilizar el reactante después de finalizado este. A continuación, se muestran las ecuaciones generales (11, 12, 13) y cómo se comportaría este conjunto de reacciones.



Como es de notar en el ciclo, el reactante está compuesto por dos elementos. El ejemplo más conocido para estos casos es el Azufre-Yodo (S-I), el cual ha sido investigado ampliamente desde 1970 hasta la fecha, mostrando una alta eficiencia que alcanza el 52 % en algunos experimentos en laboratorios [18]. Pese a la alta eficiencia, aún presenta problemas ya que necesita temperaturas mayores a los 800 °C y durante la ejecución de ciclo existe presencia de ácido sulfúrico (H_2SO_4), compuesto altamente corrosivo lo cual no permite que se proyecte a una pronta implementación industrial a gran escala [18].

1.6.2.4.6. Ciclos Termoquímicos de 4 pasos

De forma similar que el caso anterior al aumentar la cantidad de ciclo se disminuye la temperatura máxima necesario para la ejecución del ciclo, entregando mayor flexibilidad térmica en este tipo de ciclos para ser acoplados a procesos industriales aprovechando el calor residual. A continuación, podemos ver las ecuaciones características de comportamiento de este tipo de ciclos:



En referencia a las ecuaciones, podemos identificar la ecuación 13 como el proceso de hidrólisis donde la molécula de agua es separada; la ecuación 14 que es la reacción de desprendimiento del hidrógeno para ser capturado y almacenado; la siguiente reacción enmarcada en la ecuación 15 que muestra el desprendimiento del oxígeno y finalmente la ecuación 16 que permite el reciclaje del reactante para cerrar el ciclo. Sin considerar el alto número de reacciones que tiene este tipo de ciclos, podría derivar en un bajo rendimiento.

La investigación se ha centrado en la familia de los cloruros donde ha encontrado que existen reactantes que presentan una alta eficiencia que brinda esperanzas como alternativa para ser escalado a un nivel industrial. Los ciclos que se destacan es este apartado son Ce-Cl, Fe-Cl, Mg-Cl, Cu-Cl y V-Cl, siendo estos dos ultimo los con mayor eficiencia del grupo destacando con un 43 % y 46 % respectivamente [18].

1.6.2.4.7. Ciclos Termoquímicos híbridos

Como se mostró en la figura 1.12 los ciclos termoquímicos híbridos corresponden a ciclos que necesitan energía térmica y eléctrica para realizar la división molecular del agua. A diferencia de la electrólisis, la energía eléctrica utilizada es mucho menor que por medio

del método eléctrico, ya que es para un único paso ciclo y suele ser utilizado para reacciones que tienen alta inestabilidad o alto nivel de recombinación entre reactantes que deben mantenerse separados, situación que no se lograría de manera tan fácil a través de un proceso térmico. Además, este tipo de métodos tiene la ventaja de necesitar menores temperaturas con lo que puede ser acoplado a procesos industriales, combinado con tecnologías como la energía geotérmica o la solar [18]. Otro factor importante que considerar de este tipo ciclos es la alta eficiencia térmica que se han podido alcanzar dentro de sus ciclos de trabajo entregan un rango entre 40 % y 50 % de eficiencia [18].

Dentro de los ciclos termoquímicos destacados en este subgrupo podemos encontrar el proceso basado en azufre de dos pasos llamado en inglés “two-step hybrid sulfur (HyS)”, el cual lleva mayor tiempo en estudio, ya que fue propuesto en 1970 como una alternativa a la electrólisis por su menor consumo eléctrico, considerando que la electrólisis por agua necesitaba alcanzar 1.23V para disociar la molécula. Sin embargo, para este método solo era menester alcanzar los 0.71V [18] para obtener la disociación del hidrógeno de la molécula de agua en conjunto con el dióxido de azufre. Este ciclo fue ampliamente elogiado dentro de su presentación por la alta eficiencia que mostró en aquel momento y en su posterior desarrollo. La parte negativa de este tipo de procesos en presencia de azufre es la formación de ácido sulfúrico (H_2SO_4), puesto que a altas temperaturas aumenta su nivel corrosivo, generando un exagerado costo en el mantenimiento de los componentes implicados.

1.6.2.4.8. Ciclo híbrido de cloruro de cobre

Por otro lado, tenemos un ciclo híbrido de cloruro de cobre (Cu-Cl) que se perfila como gran alternativa para la producción industrial de hidrógeno, teniendo una de las más bajas temperaturas máximas de reacción alcanzando los 530°C y otorgando una ventaja comparativa en los costos de los componentes involucrados importantes frente a sus pares. Este ciclo es similar al detallado en la sección de cuatro pasos, sin embargo, podemos encontrar para el caso de los híbridos con tres opciones del mismo ciclo: ciclo de tres pasos, cuatro pasos y cinco pasos. La principal diferencia descansa en la separación de pasos de secado y producción de oxígeno principalmente, donde los pasos son separados en dos para formar el ciclo

sucesor. No obstante, el ciclo de cinco pasos tiene la ventaja de necesitar menor cantidad de calor para funcionar al separar los pasos de secado y electrólisis reduciendo la formación de precipitados en la parte de la electrólisis, situación que se intenta evitar para alargar la vida útil de los electrolizadores.

El ciclo híbrido de cinco pasos Cu-Cl ha sido arduamente estudiado por la Universidad de Ontario, inicialmente como una alternativa para aprovechar la energía nuclear pero luego llegaron a la conclusión de que sus bajos requerimientos de temperatura lo hacían una excelente alternativa para ser acoplado a un sistema térmico de concentración solar. Otra ventaja que presenta este ciclo es la alta eficiencia energética, alcanzando un 50 %, la alta eficiencia exergía alcanzando el 60 % [21] y todo esto en relación con la baja temperatura necesaria en la producción de oxígeno en comparación a los otros ciclos. También, el bajo impacto ambiental medido en la cantidad de kilogramo equivalente de CO₂ por kilogramo de hidrógeno producido, ya que en comparación a otras alternativas encontramos un alto porcentaje de los ciclos con mayor eficiencia tienen dentro de sus pasos internos formación de sustancias altamente nocivas que a la hora de algún tipo de fuga o derrame pudiesen causar un grave impacto ambiental y a las personas cercanas [18].

Junto con lo anterior, se debe tener en cuenta que el cloruro de cobre (Cu-Cl) es un reactante de muy bajo costo en comparación a otro tipo de reactantes que pudiesen tener similares características [18], pero este punto toma mayor relevancia en un país dedicado a la minería y principalmente a la extracción de cobre donde se puede presumir contar con una alta calidad en los reactantes como con un precio más atractivo que en el resto del mundo. Para tener mayor detalle respecto a cómo es que este reactante produce el hidrógeno, se presentan las ecuaciones químicas propias del proceso en el cuadro 1.3

Cuadro 1.3: Reacciones químicas de Cu-Cl de 5 pasos híbrido [22]

Pasos	Reacción	Temperatura
1	$2Cu_{(s)} + 2HCl_{(g)} \longrightarrow 2CuCl_{(l)} + H_{2(g)}$	450 °C
2	$4CuCl_{(aq)} \longrightarrow 2CuCl_{2(aq)} + 2Cu_{(s)}$ $2CuCl_{2(aq)} \longrightarrow 2CuCl_{2(s)} + 2Cu_{(s)}$	ambiente
3	$2, 2H_2O_{(l)} \longrightarrow 2, 2H_2O_{(g)}$ $0, 1HCl_{(aq)} \longrightarrow 0, 1HCl_{(g)}$	70°C
4	$2CuCl_{2(s)} + H_2O_{(s)} \longrightarrow CuO \cdot CuCl_{2(s)} + 2HCl_{(g)}$	375°C
5	$CuO \cdot CuCl_{2(s)} \longrightarrow 2CuCl_{(l)} + 0, 5O_{2(g)}$	530°C

Respecto al cuadro 1.3, se ve que el paso uno es la reacción de formación del hidrógeno, no obstante, este no es el primer paso para la cinética de reacciones o en orden temporal, ya que no se tendrían los reactantes para llevar a cabo el proceso. Para mejor comprensión del ciclo se enumerará y posteriormente se hará un análisis para cada una de las partes que lo componen.

- I. Paso número cuatro – Hidrólisis
- II. Paso número cinco – Generación de oxígeno
- III. Paso número dos – Electrólisis
- IV. Paso número uno – Generación de hidrógeno
- V. Paso número tres – Secado

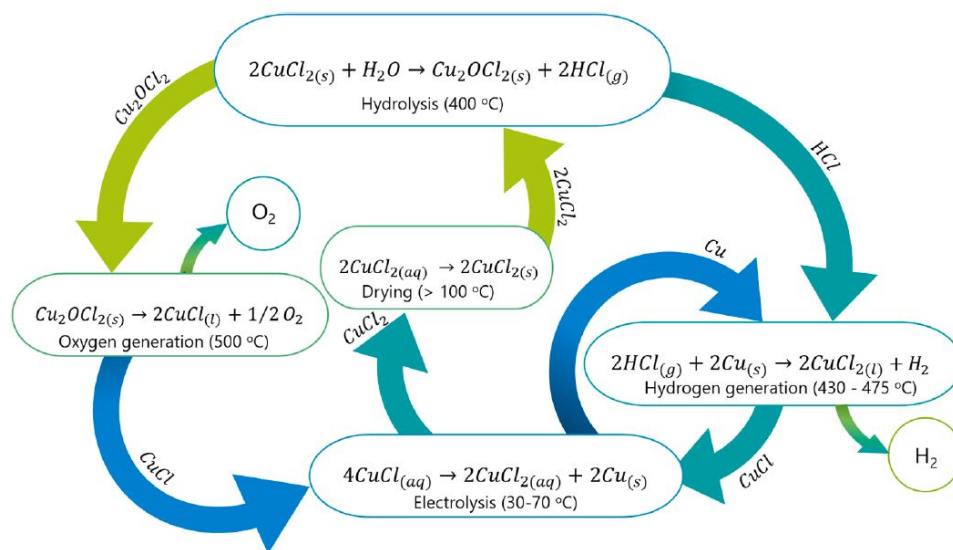


Figura 1.13: Esquema ciclo híbrido de cinco pasos Cu-Cl [23]

La hidrólisis es el primer paso del ciclo y consiste en la disociación de la molécula de agua, creando dos productos donde los reactantes se asocian con el oxígeno e hidrógeno, formando oxicloruro de cobre y ácido clorhídrico. Los productos formados son fácilmente separados por la diferencia de densidades, ya que tenemos un sólido y un gas un gas respectivamente.

Posteriormente el oxicloruro de cobre pasa a la etapa de generación de oxígeno, que es la que necesita mayor temperatura de reacción y de necesidad de energía donde podemos distinguir: la necesidad de calor en dos etapas, resultando en el incremento de temperatura de los reactantes y la posterior energía necesaria para dar paso a la reacción, siendo 20,2 [kJ/mol H₂] y 129,2 [kJ/mol H₂] respectivamente [22]. En base al oxicloruro de cobre se forma el compuesto de cloruro cuproso o cloruro de cobre (I) y moléculas de oxígeno libres. Estas moléculas de oxígeno son capturadas y pueden ser comercializadas para el uso industrial a pesar de que su precio no es tan elevado como el hidrógeno, si existe un mercado para ellas.

El proceso siguiente corresponde al de electrólisis, donde el único reactante que se utiliza en la reacción es el cloruro de cobre (I) que gracias a la electrólisis pasa a ser cloruro de

cobre (II) y cobre en estado sólido. Las partículas de cobre producidas son enviadas al paso número uno para continuar produciendo hidrógeno, mientras que este paso también es alimentado por cloruro de cobre (I) proveniente del paso uno igualmente. La energía necesaria para realizar la electrólisis en este paso es de 62.6 [kJ/mol H₂], la cual es considerablemente menor a la energía necesaria para realizar una electrólisis pura con un mínimo de 237 [kJ/mol H₂], dando un consumo reducido de energía eléctrica y minimiza las pérdidas por eficiencia en conversión de energía térmica a energía eléctrica [22].

Otro de los beneficios que tiene este ciclo termoquímico es la separación de los pasos de secado y electrolisis, quitando el ácido clorhídrico de la electrolisis que genera un alto nivel de corrosión en las membranas de los electrolizadores, entregándoles mayor vida útil. Como es fácil deducir, la cantidad de pasos extra trae consigo una mayor cantidad de componentes, por ende costos asociados y sacrificio de la eficiencia energética, sin embargo son amortizados por las razones anteriormente expuestas.

Después viene el paso número uno o proceso de producción del hidrógeno donde gracias al cobre de la reacción de electrólisis más el ácido clorhídrico de la hidrólisis por un proceso térmico, es producido el hidrógeno. Este es extraído por densidad, ya que se encuentra en estado gaseoso a diferencia del cloruro de cobre (II) que se encuentra en estado líquido. Posteriormente, el hidrógeno producido viene a alta temperatura, la que puede ser utilizada en precalentamiento de otros procesos que lo necesiten [22].

A continuación, podemos encontrar el último paso, el número cinco, el cual a nivel de procesos es el más simple ya que únicamente radica en un proceso de secado del material para ser reutilizado. Este proceso no se puede saltar ya que es necesario volver a la fase sólida del ciclo puesto que para mejora del proceso es necesario trabajar con el cloruro de cobre en pequeñas granulometrías o formato pellet para ir en beneficio del proceso de hidrólisis. A pesar de la simplicidad de este tipo de procesos que pueden implicar grandes cambios en la planta, ya que dependiendo si tenemos una solución o simplemente tenemos el precipita-

dos de CuCl_2 es la cantidad de energía que debemos suministrarle para secar el producto, la cantidad de energía puede variar entre 931 [kJ/mol H_2] y 122 [kJ/mol H_2]. Situación que no debe ser tomada a la ligera ya que estamos hablando de casi ocho veces la cantidad de energía necesaria [22] dentro del mismo proceso.

Finalmente, el ciclo termoquímico de Cu-Cl ha sido completado y puede volver a re-utilizarse los reactantes para iniciar un nuevo proceso utilizando 554.7 [kJ/mol H_2] para el mejor escenario de secado y 1363,7 [kJ/mol H_2] para el peor, que son las dos situaciones que podrían cambiar los requerimiento energéticos del ciclo [22].

1.7. Tecnologías de concentración solar

Chile cuenta con un alto potencial energético basado en las energías renovables que se ve auspicioso tanto para el futuro como el presente, principalmente, en la parte norte del país de la mano de la energía solar. Esta afirmación se basa en la alta radiación que llega en esta región comparada con el resto de Chile e incluso del mundo, otorgando un lugar a nivel mundial privilegiado para la producción de energía solar. Todo esto es apreciable gracias a la gráfica que aporta GIS en relación con la cantidad de radiación normal directa o DNI (por sus siglas en inglés) medida a nivel mundial presentada a continuación:

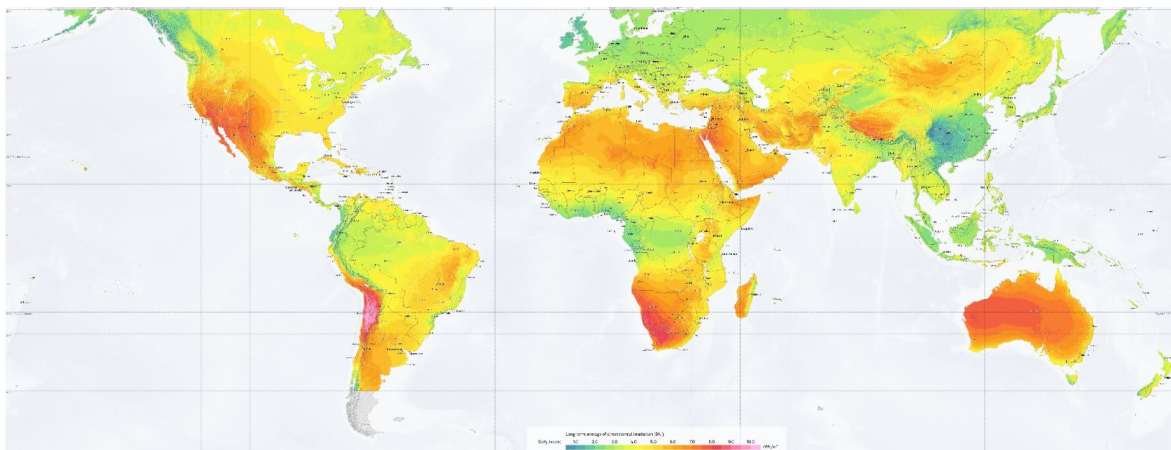


Figura 1.14: Mapa mundial de radiación directa normal [24]

Los cielos despejados del norte sumado a la alta radiación generan un ambiente ideal para el emplazamiento de plantas de concentración termosolar, también conocidas como CSP (Concentrated Solar Power). Este tipo de centrales utilizan únicamente la radiación normal directa para ser concentrada en forma de energía térmica sobre algún líquido portador. También este tipo de centrales puede ser utilizado para la creación de energía eléctrica a través de la expansión de fluidos mediante turbinas. Actualmente, la energía térmica generada por la central puede ser almacenada en contenedores térmicos como sales fundidas. Esta característica le entrega mucha versatilidad a este tipo de centrales ya que permite el despacho de energía térmica o eléctrica en horas donde no tenemos radiación como es el caso de la noche [25].

La forma tradicional de ordenar las tecnologías de concentración solar es en base al factor de concentración que podemos encontrar en cada una de estas. El factor de concentración nos indica la relación de área entre la abertura del colector y el área de receptor. Esta se relaciona con la temperatura máxima de trabajo que se puede obtener, ya que se trabaja sobre una menor área (Área de recepción) una mayor cantidad de energía colectada (Área de colección), reduciendo pérdidas de calor en el ambiente y aumentando el flujo de calor. A continuación, muestra la razón de concentración y en el cuadro 1.4 donde se puede ver las tecnologías de concentración, su razón de concentración y el rango de temperatura en el que trabajan.

- Área de apertura (A_a): área que recibe la radiación solar.
- Área de recepción o colección (A_r): Área donde se concentra la radiación. La geometría de esta área puede variar dependiendo del tipo de colector que se está utilizando.
- Razón de concentración (C): Relación entre área de apertura y colección

$$C = \frac{A_a}{A_r} \quad (17)$$

Cuadro 1.4: Tecnologías de concentración CSP [25]

Seguimiento	Tipo colector	Tipo de absorbedor	Razón concentración	Rango temperatura
Estacionario	Colector parabólico compuesto (CPC)	Tubular	1-5	60-240
		Tubular	5-15	60-300
1 eje	Reflector lineal Fresnel (LFR)	Tubular	10-40	60-250
	Concentrador cilíndrico (CTC)	Tubular	15-50	60-300
	Concentrador cilindro parabólico (PTC)	Tubular	10-85	60-400
2 eje	Disco parabólico (PDR)	Puntual	600-2000	100-1500
	Torre Central (HFC)	Puntual	300-1500	150-2000

En las siguientes secciones se abordarán las principales características y funcionamiento de las tecnologías más relevantes de concentración de solar utilizadas en la actualidad.

1.7.1. Concentrador cilíndrico

Estas plantas concentradoras son las que cuentan con la mayor madurez industrial, mayor desarrollo tecnológico y por lo cual dentro de las plantas CSP tienen mayor cantidad de instalaciones a nivel mundial. El uso principal que se les ha dado a este tipo de plantas es para la producción de energía térmica para ser transformada posteriormente en energía eléctrica gracias a algún sistema rotatorio como turbinas.

Los concentradores cilindro parabólicos son distribuidos en plantas de gran superficie donde estos son ubicados con orientación norte para el caso del hemisferio sur para aprovechar la trayectoria solar y tienen un eje de seguimiento el cual se utiliza principalmente para el seguimiento de la altitud solar. Los concentradores son posicionados uno al lado del otro hasta alcanzar longitudes de 600 a 800 metros y frente a la zona de reflexión sobre el punto focal se encuentra un tubo que contiene el fluido caloportador el cual puede ser agua, sales fundidas e incluso aire en algunas ocasiones. Este tipo de centrales puede alcanzar capacidades nominales de 50 [MW] hasta los 200 [MW] de potencia eléctrica. A continuación, en la figura 1.15 se muestra un esquema que permite ver el funcionamiento y partes del sistema PTC.

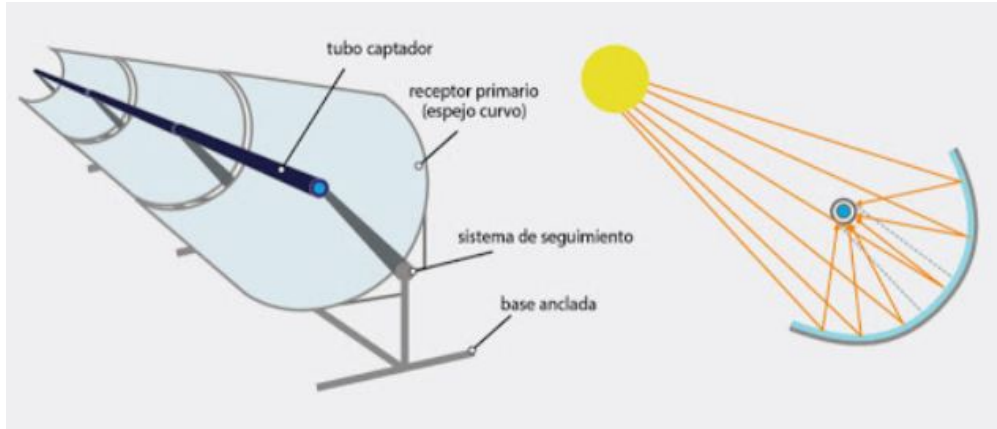


Figura 1.15: Esquema de colector cilindro parabólico [27]

1.7.2. Concentrador lineal Fresnel

La tecnología de concentrador lineal Fresnel es una tecnología también madura a nivel industrial y muy similar en funcionamiento a los concentradores cilíndrico-parabólicos ya que se tiene el mismo tubo captador. Sin embargo, la principal diferencia radica en la superficie reflejante que en este caso es compuesta por espejos planos lineales independientes que redirigen la radiación solar para calentar el fluido caloportador al igual que la tecnología anteriormente descrita. A pesar de la similitud entre ambas tecnologías, el concentrador lineal Fresnel tiene un menor costo al evitar el uso de grandes espejos curvos, mejor utilización del área disponible. No obstante, tienen un bajo rendimiento en comparación a los PTC equiparando los costos entre estas tecnologías. La figura 1.16 relfeja la representación del concentrador lineal Fresnel y sus principales componentes.

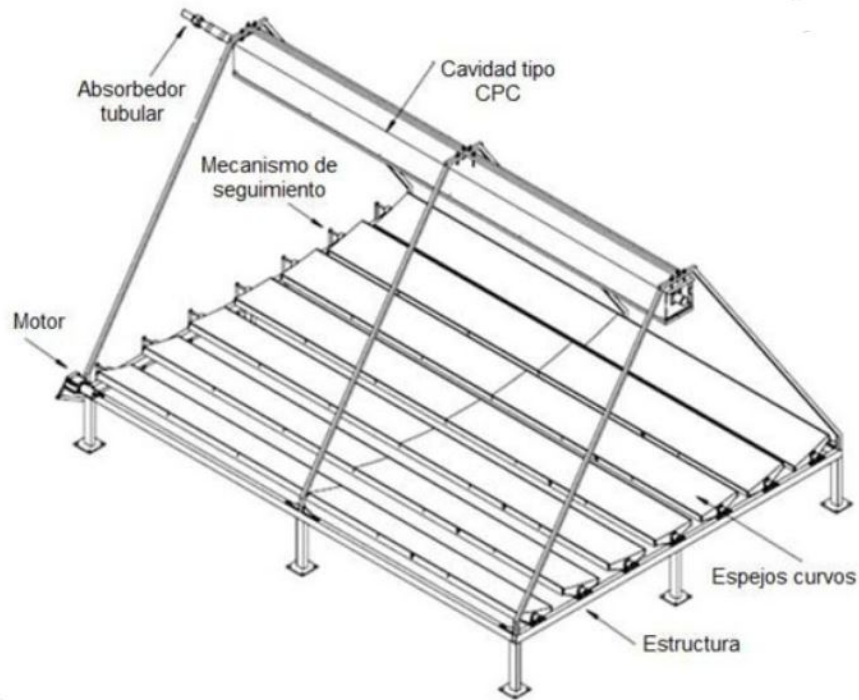


Figura 1.16: Esquema Concentrador lineal Fresnel

1.7.3. Disco parabólico

Este tipo de concentradores consiste en módulos separados en forma de parábola que concentra la radiación de manera puntual. El lugar de concentración se da en el punto focal donde se ubica un motor Stirling que permite la producción energía eléctrica gracias al movimiento de rotación generado por los gases calientes sobre los pistones, logrando la producción de energía acoplando un generador eléctrico al eje de cada motor. Para lograr un enfoque correcto en el punto deseado es necesario que este tipo de tecnologías utilice un sistema de seguimiento de dos ejes permitiendo alcanzar una alta razón de concentración y por consiguiente altas temperaturas de operación.

Este tipo de tecnologías tienen la ventaja de abaratar costos en base a prescindir de algún tipo de fluido caloportador, sistemas de intercambio de calor, almacenamiento térmico e incluso el hecho de ser modulares permite la operación independiente de cada subsistema sin la necesidad de detener la producción completa.

Estos sistemas de concentración son los que ofrecen mayor eficiencia comparado a las otras tecnologías de concentración desde el punto de vista de transformación de energía térmica a energías eléctrica. Esta situación lo mantiene en estudio como una alternativa altamente viable a futuro. Sin embargo, aún no alcanza la madurez necesaria para desempeñarse a nivel industrial.

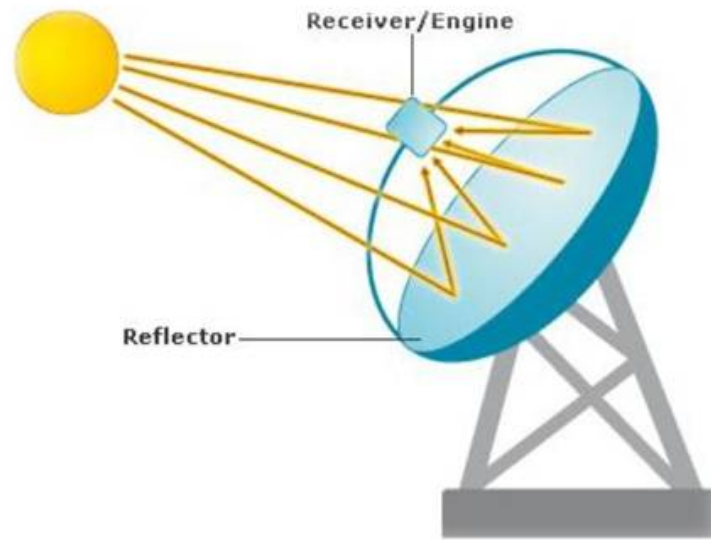


Figura 1.17: Esquema disco parabólico

1.7.4. Torre central

Este tipo de centrales de concentración solar consiste en una torre que consta en la parte superior un sistema receptor de rayos reflejados por el campo de espejos llamados helióstatos, localizados alrededor de la misma torre. Para lograr un punto común en el reflejo de los rayos es necesario que cada helióstato tenga un seguimiento de dos ejes que le permita mantener el punto de reflexión dentro de la zona del receptor, debido a esta razón es que el sistema de seguimiento solar es independiente para cada helióstatos.

El cuerpo receptor de los rayos reflejados por los helióstatos calienta el fluido caloportador que pasa por la parte alta de la torre gracias a bombas que lo impulsan hasta ahí. El fluido caloportador puede ser agua, aceite, aire o sales fundidas, para este último se utilizan tanques

de almacenamiento térmico que permiten mantener la sales fundidas a altas temperaturas durante tiempos más prolongados que en un ambiente abierto. Al ser acoplado con sistemas de almacenamiento térmico le permite tener régimen de operación mucho más flexible y a la vez más estable que tecnologías como la fotovoltaica [26].

Otra característica de este tipo de centrales es que gracias a su razón de concentración, puede alcanzar mayores temperaturas de operación permitiendo ser utilizada como plantas térmicas para proceso industriales y los bajos costos variables la transformaron en una atractiva forma de generación de energía a futuro [26]. Este tipo de centrales ya se encuentran en operación comercial y en Chile hay centrales en fase de construcción como la central Cerro Dominador con una potencia de 110 [MW] ubicado en la ciudad de Calama, sector Maria Elena.

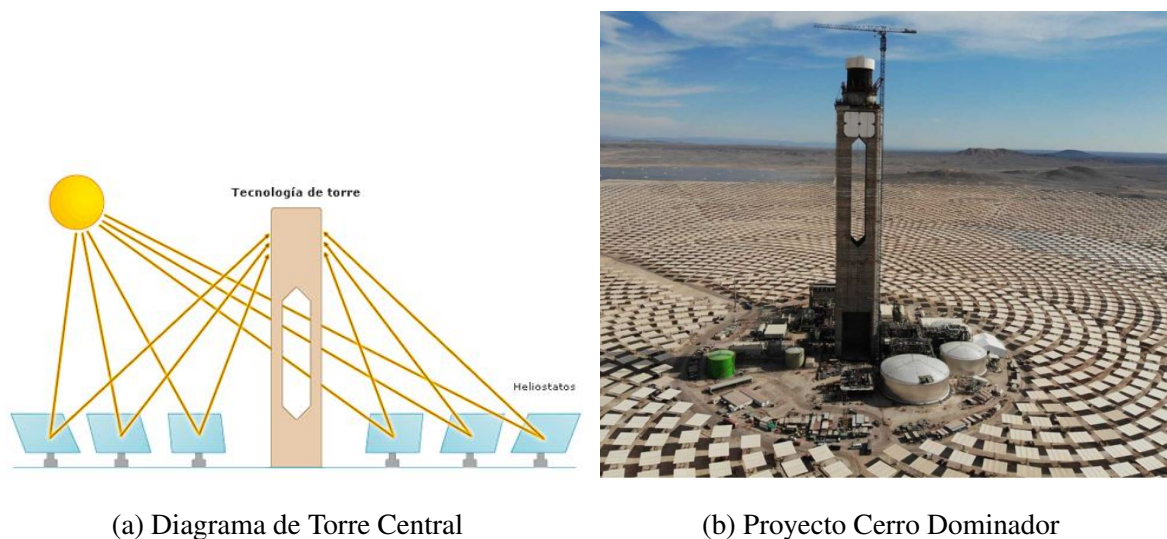


Figura 1.18: Sistemas CSP de torre central [28]

Campo de Helióstatos

Los helióstatos son superficies reflectoras planas que redirigen la luz solar incidente sobre la torre receptora. Para lograr que puedan mantener en un punto único la reflexión de la luz, deben tener un sistema de control sobre el movimiento solar sobre cada uno de los helióstatos de manera independiente. Los dos parámetros geométricos necesarios para hacer seguimiento

al sol de manera eficiente son el ángulo de elevación de sol y el azimut con respecto a la superficie reflejada, con aquellos dos parámetros de seguimiento es posible tener el control de los rayos.

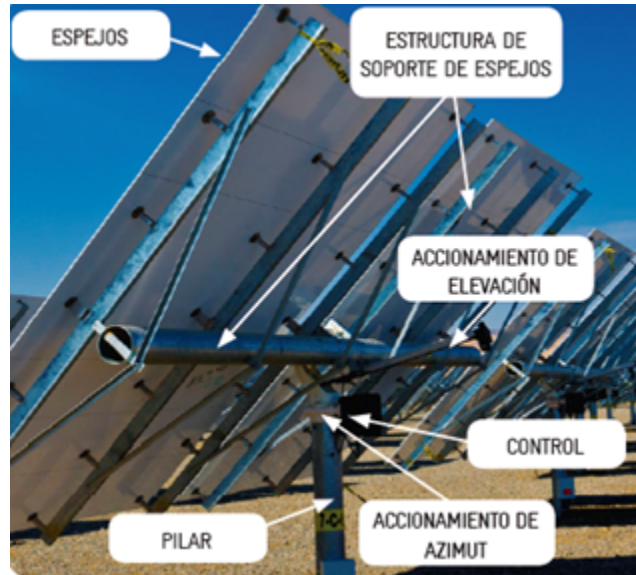


Figura 1.19: Principales componentes de los helióstatos

Actualmente dentro de todos los gastos asociados a la implementación de una planta de concentración solar de torre central, el campo de helióstatos es el mayor, tanto por la compra o concesión del terreno, por nivelar el terreno e instalación de helióstatos, pero principalmente por la adquisición de cada espejo. Es por lo que resulta esencial la disminución en el futuro de este ítem para lograr mayor competitividad de este tipo de tecnología.

Por otro lado, la distribución de los helióstatos en el campo no es de manera arbitraria y es necesario que estos sean ubicados en círculos de diámetros determinados para optimizar el flujo de calor que pueda ser reflejado por el campo de helióstatos. Incluso existen configuraciones con orientación dependiendo del hemisferio para intentar maximizar el flujo de calor sobre el receptor y el área destinada para montar la central solar. A modo de ejemplo se presentan las configuraciones más típicas de campos de helióstatos.

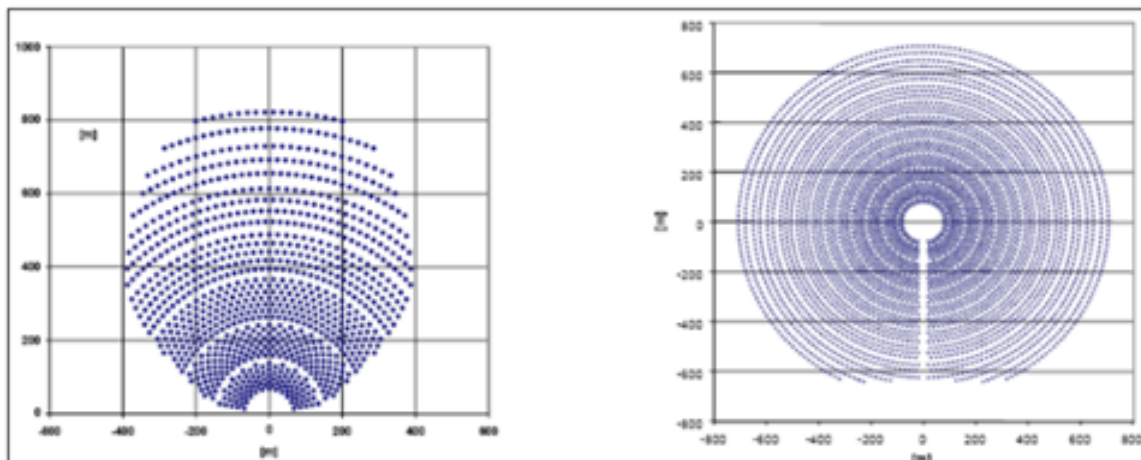


Figura 1.20: Tipo de configuraciones del campo solar

Se suele utilizar la configuración con orientación particular en lugares alejados del ecuador y donde es necesario maximizar la energía producida, aunque siendo menor la eficiencia del campo solar en este tipo de configuraciones para el punto de diseño, producen más energía a nivel anual. No obstante, tanto costo de inversión como los de mantención relacionados al campo aumentan [27].

Múltiplo solar

El múltiplo solar o "SM" por su abreviación en inglés *solar multiple* es un concepto utilizado únicamente en las centrales termo solares que relaciona la potencia proporcionada por el campo solar útil sobre el receptor solar y la potencia térmica que requiere el bloque de potencia en condiciones de diseño, siendo la ecuación del múltiplo solar la que se expone aquí:

$$SM_{diseño} = \frac{\dot{Q}_{th,campo\ solar}}{\dot{Q}_{th,bloque\ de\ potencia}} \Big|_{diseño} \quad (18)$$

Como se puede desprender de la ecuación, existe una potencia térmica útil producida por el campo solar sobre el receptor que tendrá una variación en relación con el tiempo. Por otro

lado, tenemos el flujo de calor para que el bloque de potencia funcione a plena carga como en el punto de diseño. Los parámetros son flujos de calor debido a la variabilidad de calor producida por tanto por el movimiento diario del Sol como de relacionado a las estaciones del año.

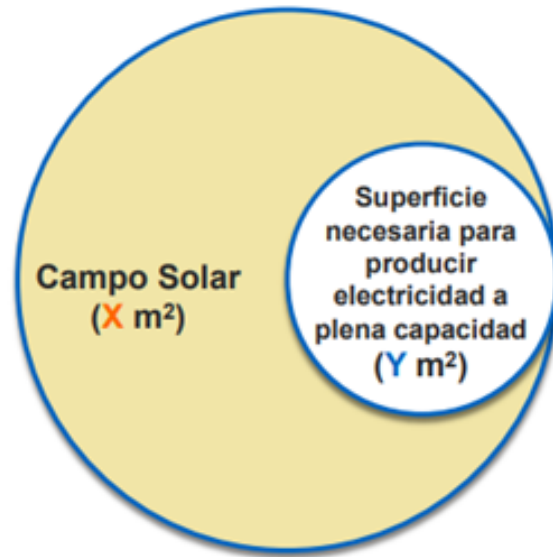


Figura 1.21: Presentación múltiplo solar [26]

Como se puede ver en la figura 1.21, el principal objetivo del múltiplo solar es cuantificar un sobredimensionamiento del campo que permita aprovechar el funcionamiento del bloque de potencia a plena carga la mayor cantidad del tiempo en que exista hora solar. Este tipo de configuraciones aumenta la inversión inicial de la planta, no obstante, se compensan a lo largo del tiempo reduciendo los costos de producción de energía eléctrica, térmica o incluso hidrógeno.

Este tipo de configuraciones donde se intenta optimizar el uso del bloque de potencia o energía térmica tiene un beneficio mayor si son utilizadas junto a un sistema de almacenamiento térmico, ya que permiten trabajar bajo condiciones donde no haya radiación sobre el campo helióstatos, aumentando el factor de capacidad y la eficiencia del sistema completo.

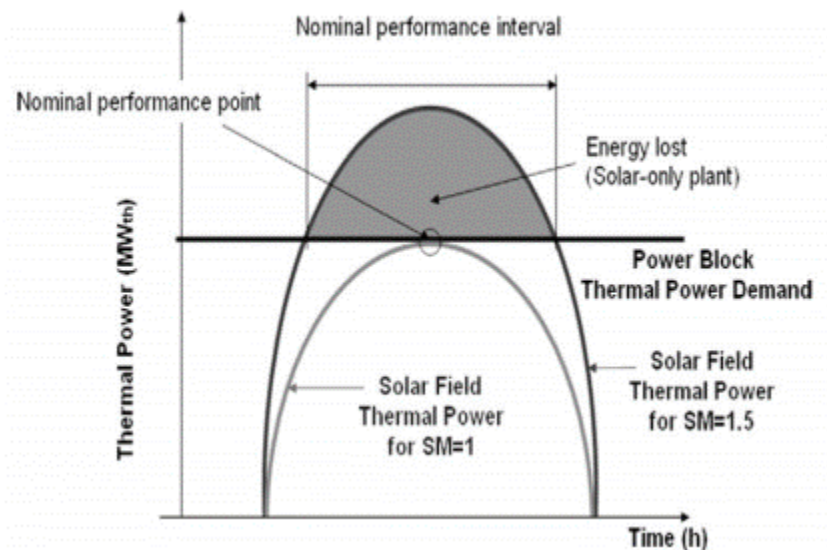


Figura 1.22: Gráfico de energía térmica durante las horas de colección solar

Gracias a la figura 1.22 es posible entender cómo varía la colección del calor a lo largo de las horas del día y cómo la sobre dimensión del campo solar permite trabajar durante mayor tiempo a plena carga con el sistema completo. Por otro lado, existe la posibilidad que haya energía de pérdida cuando efectivamente la radiación real alcanza el punto de diseño. Situación que debe ser estudiada y dimensionada de manera correcta en conjunto con el almacenamiento térmico para no producir un gasto de inversión injustificado.

Torre Central y Receptor Solar

La torre solar es la estructura que comúnmente logramos encontrar en el centro de este tipo de plantas de concentración. Es una estructura construida de hormigón o de acero estructural diseñada para soportar las cargas generadas por mantener a una altura suficiente el receptor solar para que este pueda recibir la mayor cantidad de rayos reflejados del campo de helióstatos.

Por otro lado, se tiene el receptor solar que tiene como por objetivo absorber toda la radiación solar concentrada y convertirla en calor de alta temperatura para luego ser transferida a algún tipo de medio caloportador. Se pueden encontrar varios tipos de receptor solares den-

tro de los cuales podemos clasificarlos en dos grandes tipos: receptores externos, donde sus elementos absorbentes se encuentra al exterior de la torre, usualmente suele tener forma de cilindro y se tiende a utilizar esta configuración para campos envolventes. Por otro lado, tenemos los receptores de cavidad, los cuales tienen sus elementos absorbedores en el interior de la torre central y se pueden ver a través de una cavidad en la torre. Este tipo de receptores es más común utilizarlos para campos con orientación específica (norte o sur).

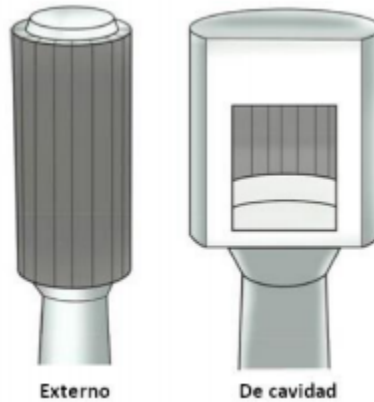


Figura 1.23: Tipos de receptores solares

Este elemento se encuentra en constante desarrollo buscando disminuir los costos asociados al funcionamiento, las temperaturas máximas de trabajo, eliminar las pérdidas de calor al ambiente y eliminar procesos de calor intermediarios con el fin de aumentar la eficiencia térmica del proceso.

Bloque de Potencia

El bloque de potencia de este tipo de plantas es el subsistema encargado de convertir la energía térmica colectada en energía eléctrica. Para lograr este objetivo a nivel comercial se utilizan dos grandes métodos bastante estudiados, por un lado, tenemos un ciclo Rankine de vapor/agua cerrado y por otro, un ciclo abierto de aire/gas o Brayton. Dependiendo del elemento caloportador con el que se trabaje, las temperaturas de operación que pueda alcanzar la central determinan el tipo de ciclo que sea más conveniente según cada situación particular.

Almacenamiento Térmico

Esta parte del subsistema es opcional y permite almacenar el calor colectado en sistemas de alta eficiencia térmica (95 % a 99 %) entregándole autonomía de trabajo. La integración de este tipo de tecnología es muy importante y permite una diferenciación valiosa dentro de las demás ERNC [28]. Las ventajas más relevantes que se logran gracias a esta tecnología son que se pueda adecuar la entrega de energía según la demanda, mayor eficiencia del sistema al reducir el trabajo de la planta con cargas parciales, reducir el tiempo de puesta en marcha utilizando reservas de energía para el precalentamiento, mayor factor de capacidad debido a que se puede amortiguar la variabilidad producida por eventos meteorológicos propios de la tecnología de concentración solar e incluso reducción de los costos al trabajar mayor cantidad de horas a plena carga [28].

El sistema de almacenamiento térmico puede ser clasificado en sensible, cambio de fase y de almacenamiento termoquímico. De todas formas, en la actualidad solamente se utilizan sistemas sensibles y de cambio de fase para la etapa comercial, siendo el más común el sistema de sales fundidas (almacenamiento sensible). A continuación, se entrega una tabla con las propiedades de los medios típicos de transferencia de calor.

Cuadro 1.5: Propiedades de medios caloportadores más usados [26]

	T_{min} [°C]	T_{max} [°C]	Conductividad térmica [W/M·K]	Capacidad térmica volumétrica [kJ/m ³ · K]
Agua/vapor	0 (pf)	-	0,09	-
Aire	-	-	0,059	0,2
Helio	-	-	0,32	3,0
Sal Solar	220 (pf)	-565	0,55	2675
Sodio	98 (pf)	883 (pe)	64,9	1042
Eutéctico plomo bismuto	125 (pf)	1553 (pe)	14,9	1415
Partículas sólidas	-	>1000	6,7	3560

Donde pf=punto de fusión; pe=punto de ebullición a presión estándar.

Los sistemas de torre central que utilizan como fluido caloportador sales fundidas suelen ser los más comunes y utilizan dos estanques de almacenamiento, que constan de un estanque

frío a una temperatura de 290°C y un tanque con sales calientes que pueden alcanzar aproximadamente los 570°C. Estos se llenan a medida que el fluido pasa por el receptor solar y luego esta pasa por los sistemas donde se requiera calor como pueden ser procesos térmicos o el bloque de potencia para la generación de vapor a altas temperaturas [28].

Capacidad de Almacenamiento Térmico - TES

TES es la sigla del concepto en inglés *Thermal Energy Storage* y esta representada por la capacidad de almacenamiento de los estanques para sales fundidas calientes. Esta capacidad determinará la cantidad de horas en que puede trabajar la planta a plena capacidad de forma estable, sin la necesidad del recurso solar agregando autonomía de trabajo tanto de noche como periodos del día que presenten nubosidad.

El calculo del TES se basa principalmente de la duración de los tiempos de ausencia del Sol con la finalidad que no exista una gran variabilidad en la entrega de energía y que permite que se mantenga constante, donde los casos más críticos se producen durante el solsticio de invierno. La relación de las horas de autonomía se basa en la capacidad de almacenamiento dividida la energía térmica necesaria para que la planta trabaje a plena carga y se traduce básicamente en el tamaño de los estanques de almacenamiento para sales fundidas. A continuación, se puede ver la ecuación para el TES.

$$TES [hr] = \frac{\text{Capacidad de almacenamiento } [MW h_{th}]}{\text{Energía necesaria para trabajar a plena carga durante 1 hora } [MW_{th}]} \quad (19)$$

Es por este motivo que el campo de heliostatos debe tener el tamaño suficiente para la colección de energía que será utilizada de manera inmediata como para poder alimentar el almacenamiento térmico que permitirá trabajar en las horas de ausencia del sol. Es por lo que el múltiplo solar y el TES son parámetros que trabajan en conjunto y están íntimamente relacionados a la hora de definir la configuración de una planta de concentración solar.

1.8. Plantas de hidrógeno

Las tecnologías que prevalecen actualmente en las plantas de producción de hidrógeno están apoyadas en los combustibles convencionales. Esto es posible de apreciar en la figura 1.24, donde la tecnología reformado por vapor basada en el uso de gas natural es la que tiene mayor predominancia en el mercado por los bajos costos que ofrece en la actualidad. Dicha característica ha hecho que las plantas de este tipo alcancen las mayores capacidades del mercado fluctuando en tamaños de producción desde 900 a 18000 [kg/h] y de 900 a 3600 [kg/h] las de mediana capacidad.

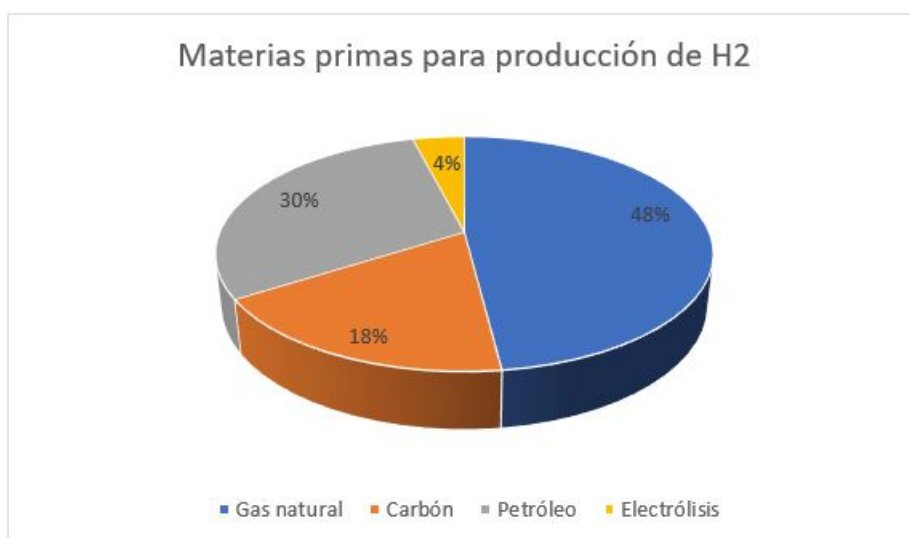


Figura 1.24: Relación materias primas para producción H₂ [10]

Sin embargo, acá se pretende estudiar una alternativa de producción de hidrógeno a las utilizadas normalmente de manera comercial. Para lograr este objetivo, se ideó una planta de colección solar de torre central que alimenta de energía térmica y eléctrica a una planta de producción de hidrógeno que utiliza un ciclo termoquímico híbrido de cloruro de cobre (Cu-Cl) de cinco pasos. En esta sección se describirá el proceso de formación de hidrógeno en la planta.

Una vez alcanza los 500 °C el oxiclورو de cobre avanza al paso de producción de oxígeno, el cual entra nuevamente a un reactor donde es elevada su temperatura a las 530 °C para extraer el oxígeno desprendido de la reacción que luego pasará por purificadores y que, posteriormente es enfriado y almacenado. Cabe destacar que posteriormente de este proceso también es formado es cloruro de cobre (I).

Luego el cloruro de cobre (I) debe ser enfriado a temperatura ambiente, reutilizando el calor del proceso en la hidrólisis para lograr una mejor eficiencia térmica de generación. una vez que esta frío, se pasa al proceso de electrolisis formando cloruro de cobre (II) y durante este mismo proceso por precipitación se forman partículas de cobre que deben ser juntadas y movidas por una cinta transportadora y llevándolas al proceso de generación de hidrógeno.

El proceso de formación de hidrógeno es alimentado por el cobre y por el ácido clorhídrico en un reactor a 450 °C, luego el hidrógeno es enfriado para ser almacenado, mientras que al cloruro de cobre (I) formado que no reaccionó de manera correcta se le vuelve a extraer su calor y se reintegra al electrolizador. Finalmente, desde el proceso de electrolisis el cloruro de cobre (II) se envía al último proceso que consiste en el secado de las partículas mediante pulverización, idealmente obteniendo el menor tamaño de partículas posible. Este proceso es utilizado para que a la hora de fundir el compuesto exista mejor transferencia de calor, siendo mas eficiente y rápido el proceso.

A continuación, se utiliza un diagrama de la planta reutilizando el calor de algunos procesos para lograr mayor eficiencia. Todas las sustancias son movidas por bombas ya que se encuentran en estado líquido y acuoso, menos el proceso de electrolisis que las partículas precipitadas son trasladadas gracias a una correa transportadora.

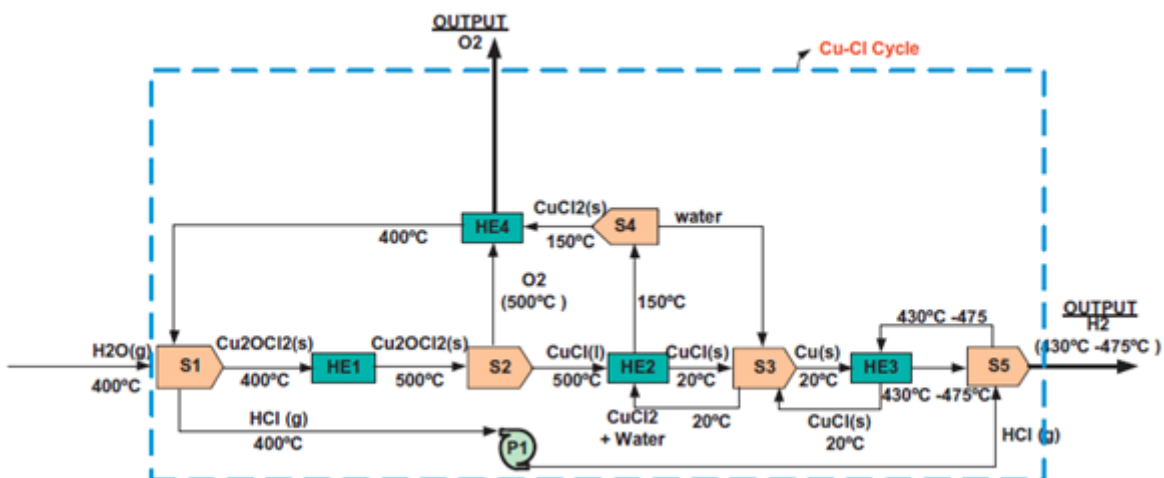


Figura 1.26: Configuración optimizada del planta de hidrógeno [30]

Por otro lado, para el funcionamiento óptimo de la planta, es necesario que la relación de reactantes, agua, energía térmica y energía eléctrica sea suficiente para alimentar el proceso de forma adecuada y que se pueda formar tanto el hidrógeno que se tiene estimado como el oxígeno resultante. Es por esto que se enlistan las necesidades unitarias respectivas que presentan los procesos anteriormente descritos en el cuadro 1.6.

Cuadro 1.6: Valores unitarios para la planta de hidrógeno

Necesario				Producido			
CuCl		H ₂ O		H ₂		O ₂	
Valor	Unidad	Valor	Unidad	Valor	Unidad	Valor	Unidad
134.5	gr	9	gr	1	gr	7.8	gr

Los valores anteriormente tabulados en el cuadro 1.6 pueden ser utilizados obtener la cantidad de reactantes como cloruro de cobre y agua necesario apara producir la cantidad de hidrógeno que se estime conveniente.

Cuadro 1.7: Cantidad y tipos de energía para planta de hidrógeno [31]

Proceso	Energía necesaria [kJ/gr H ₂]	Tipo de energía
Producción de hidrógeno	27,7	Térmica
Electrólisis	31,3	Eléctrica
Secado	61 (mejor escenario)	Térmica
	465,5 (peor escenario)	Térmica
Hidrólisis	114	Térmica
Producción de oxígeno	74,7	Térmica
Total Energía Mejor escenario	277,4	Térmica
Total Energía Peor escenario	681,9	Térmica

1.8.1. Componentes

Dentro de la planta de hidrógeno encontramos muchos componentes que se utilizan en la industria comúnmente, sin embargo, en esta sección se abordarán los encargados de hacer las etapas esenciales del proceso. Para los componentes secundarios como bombas, correas transportadoras, purificadores, intercambiadores de calor y mezcladores estos se encuentran con mayor detalle en el anexo C y D, con el diagrama completo de la planta de hidrógeno [30].

En primer lugar, tenemos el reactor utilizado para el proceso de hidrólisis, el cual debe ser un reactor de lecho fluidizado con una cama de partículas de cloruro de cobre (II). A estas se les inyecta el vapor de agua desde la parte inferior atravesando el lecho fluidizado, mientras un serpentín que contiene sales fundidas calienta la mezcla. Para extraer el ácido clorhídrico en forma gaseosa es necesario una presión negativa que permita su salida por la parte superior.

Para el caso de los reactores donde se produce la producción de oxígeno y la producción de hidrógeno estos operan con el mismo funcionamiento. Consiste en recipientes donde ingresan los reactantes en forma acuosa, gracias a un serpentín que aporta el calor necesario para que realicen las reacciones químicas correspondientes. Adicionalmente los reactores en su parte externa deben contar con una capa aislante para disminuir las pérdidas al ambien-

te. Las sustancias reactantes se separan por densidades ya que en ambos casos tenemos un resultante es estado líquido y otro en estado gaseoso, por lo que no es compleja la separación de estos. A continuación, se muestra un esquema del reactor para producción de oxígeno.

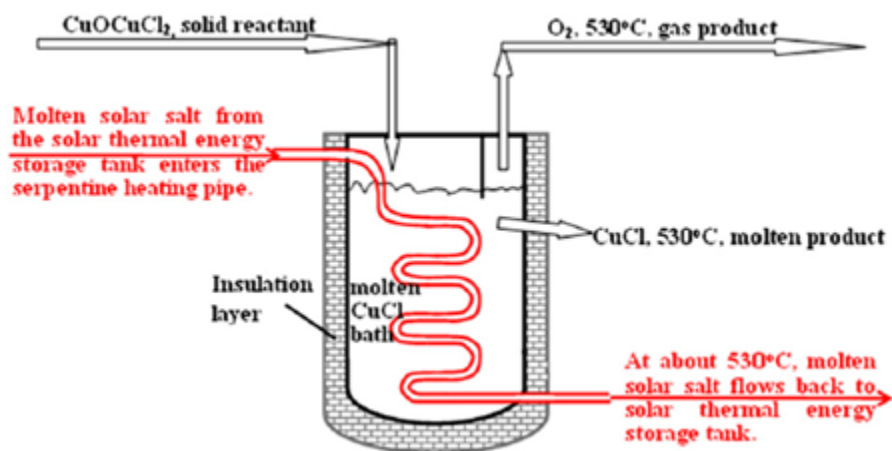


Figura 1.27: Representación reactor para producción de oxígeno [32]

Con respecto al proceso de secado, no estamos ante un proceso desconocido de manera industrial o novedoso en su metodología, más bien en este caso nos enfrentamos a la dificultad que, dependiendo del tipo de escenario en cual nos encontremos, las necesidades de energías para llevar a cabo el proceso son muy distintas. A causa de lo anterior, se plantean dos alternativas a la hora de seleccionar los métodos, por un lado, tenemos un evaporador y, por otro, tenemos proceso de secado por pulverización el cual se muestra en la figura 1.28

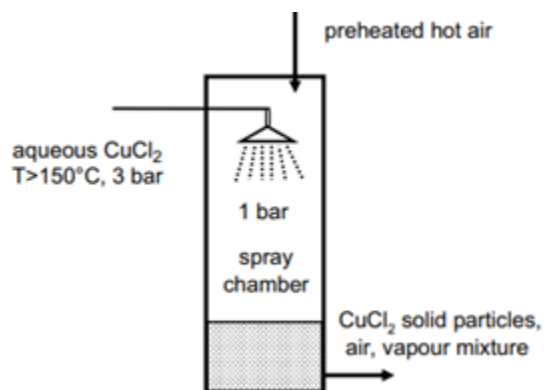


Figura 1.28: Cámara de secado por spray [32]

Finalmente, tenemos al electrolizador que, en alimentado de la energía eléctrica, es el encargado de volver a formar nuestro reactante a su estructura química original. Este proceso se produce en base acuosa de cloruro de cobre y forma precipitados de cobre que deben ser extraídos constantemente para evitar un desgaste mayor en las celdas del electrolizador.

1.8.2. Almacenamiento

En el primer apartado nos referimos a las propiedades físicas del hidrógeno, tanto las particularidades que eran fortalezas, como las propiedades a las que se debe poner atención para lograr un mercado desarrollado del hidrógeno. Dentro de estas propiedades estaba la baja densidad energética por unidad de volumen que presenta el elemento y las necesidades de desarrollo tecnológico que son necesarias para lograr que esta arista del mercado energético alcance un punto donde sea rentable y seguro su almacenamiento. Es por lo que a continuación se describen las tecnologías de compresión y almacenamiento en la industria emergente del vector energético.

Almacenamiento por compresión gaseosa

Actualmente es el proceso más utilizado en el mercado del hidrógeno, donde se comprime el H_2 a la presión utilizada en la industria normalmente para el almacenamiento y distribución de gases que oscila entre los 80 y 150 bar dentro de tanques convencionales. Sin embargo, por las propiedades físicas del H_2 se tiene en consideración la compresión a mayores presiones, alcanzando los 700 bar, que es la presión utilizada por la industria automovilística y de transporte. Esto utiliza el 12 % de la energía almacenada en hidrógeno en dicho proceso y para soportar tales presiones se utilizan tanques de aluminio, son livianos y altamente inocuos [10].

No obstante, el desarrollo del almacenamiento de hidrógeno ha llegado a construir tanques con materiales compuestos utilizando fibras de carbono que recubren las paredes para alcanzar mayores presiones y volumen de almacenamiento con un bajo peso. La idea es que este tipo de tecnologías sean utilizadas para el transporte de carga y de pasajeros de largas distancias. A estos se les llama tanques tipo IV [10]. En el anexo A se puede encontrar la

información del estanque entregada por Toyota para su vehículo modelo “Mirai” alimentado por hidrógeno.

Este método es el que actualmente tiene mayor desarrollo de los que serán comentados en esta sección y, por lo mismo, es el que tiene un menor costo por unidad de masa de almacenamiento de hidrógeno, no obstante, esto no implica que para un futuro no ha de disminuir en gran medida los costos asociados a la curva de aprendizaje en nuevas tecnologías, ya que las tecnologías en desarrollo están orientadas a almacenar mayores volúmenes. Por otro lado, para la comparación en el corto y mediano plazo se puede ver en base a los costos anteriormente nombrados que a continuación son mostrados en el siguiente gráfico.

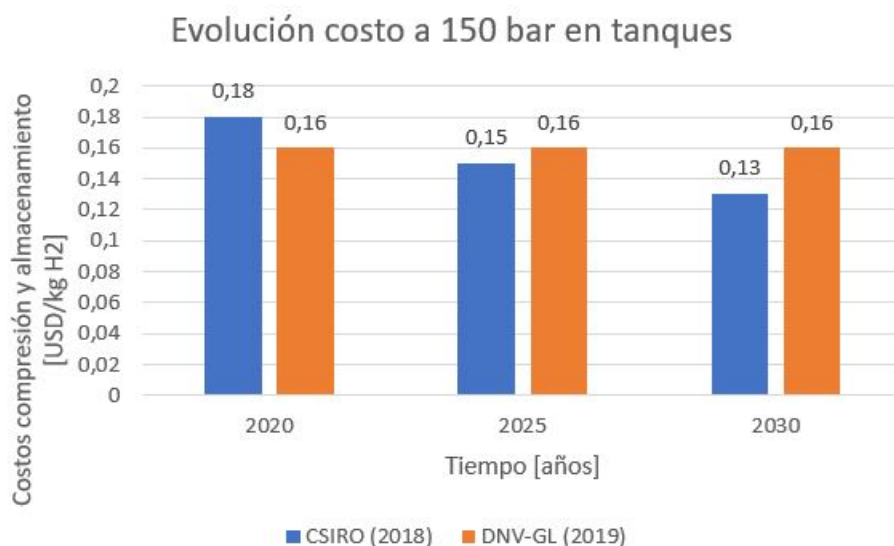


Figura 1.29: Costo de compresión de hidrógeno [10]

Almacenamiento en cavernas de sal

Otra alternativa para el almacenamiento del hidrógeno presurizado es en cavernas de sal, faenas mineras subterráneas o yacimientos de gas natural donde se puede utilizar presiones de almacenaje que varía desde los 60 hasta 180 bar. Este método tiene mayores costos que el almacenaje de en tanques, sin embargo, las proyecciones para el año al 2030 pueden ser mas bajas que el método anterior. Además, permite la reutilización de faenas mineras subterráneas

abandonadas bajando un más los costos en preparación subterránea. A continuación, se muestra los costos por unidad de masa de almacenamiento actuales y esperados para el año 2030.

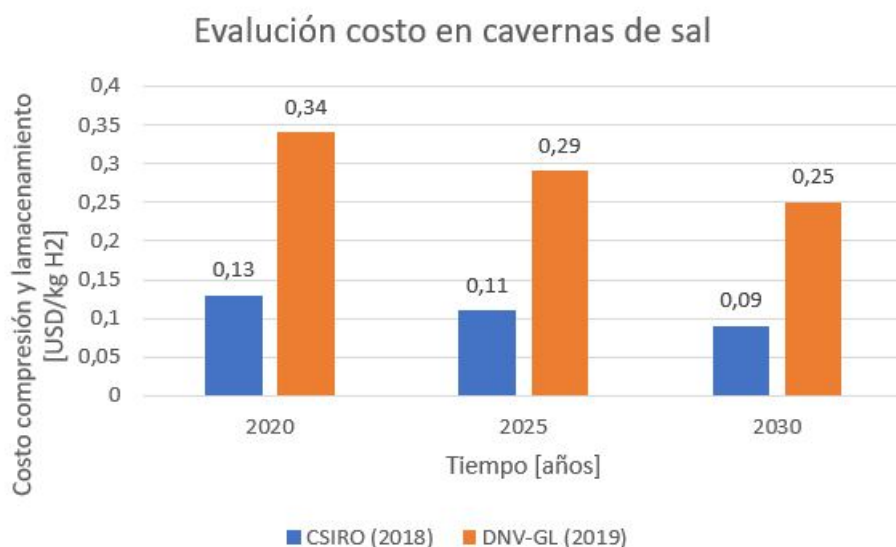


Figura 1.30: Costo de almacenamiento en cavernas de sal [10]

Almacenamiento de hidrógeno licuado

Para el licuar el hidrógeno a presión atmosférica es necesario alcanzar los -253 grados Celsius, por lo que es necesario trabajar con un sistema de aislamiento eficiente. Sin embargo, el proceso de licuefacción aumenta en 100 veces la cantidad de energía por unidad de volumen en el hidrógeno. En contraposición a lo anterior se gasta entre un 25-30 % de la energía almacenada en H₂ para lograr este proceso, situación que hace que esta alternativa no sea más económico que la compresión tradicional [10]. A pesar de ello, este proceso toma importancia para el sector de la movilidad al aumentar la densidad por unidad de volumen, haciéndolo atractivo para transportes de gran tamaño y largas distancias como barcos transcontinentales o incluso para viajes aeroespaciales. A continuación, se muestran los costos de este método de almacenamiento.

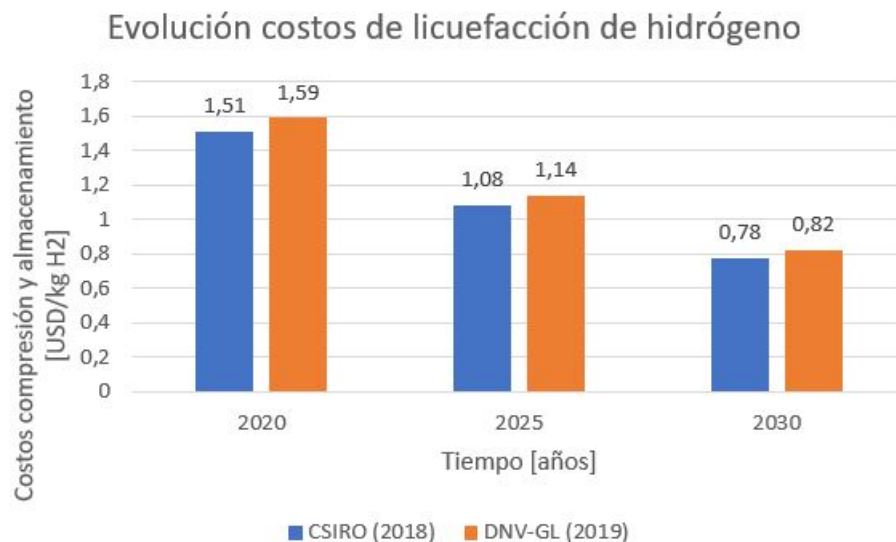


Figura 1.31: Costo almacenamiento de licuefacción del hidrógeno [10]

1.8.3. Transporte

El transporte del hidrógeno no dista mucho del utilizado para el transporte de sustancias convencionales como lo es el gas natural o el metanol, por lo que más que analizar las tecnologías empleadas dentro de este apartado lo más valioso es comparar los costos asociados por cada uno de los transportes. Existen tres tipos de métodos que se cotejan a continuación.

Camiones

Inicialmente la industria del hidrógeno debe satisfacer los mercados locales dando lugar a distancias regionales. Para esto existen camiones que transporte de cilindros de hidrógeno a 150 bar que tienen capacidad de 800 kilogramos de H₂. Para este caso se puede utilizar la formula FCH-JU que calcula costo de transporte incluyendo amortización y almacenamiento en el sitio final, la cual muestra a continuación.

$$\text{Costo transporte}[USD] = 0,0007[USD/km] + 1,59[USD/kgH_2] \quad (20)$$

Este caso también es aplicable a los camiones cisterna que pueden transportar hidrógeno licuado, sin embargo, la capacidad de estos va desde los 841 kilogramos de gas comprimido hasta los 3364 kilogramos de hidrógeno licuado.

Tubería

Este método de transporte está pensado principalmente para contextos donde sea necesario un gran flujo de H_2 de alrededor de 900 [kg/h], situación que se genera en plantas con alta demanda de hidrógeno. Para este caso los datos son extraídos de plantas de hidrógeno en Texas donde los rangos son 0,003 [USD/kWh] para 50 km y 0,006 [USD/kWh] para 100 km [10].

Buques

El método de transporte utilizando buques está pensado para largas distancias, por lo que es considerado en caso de contar con sistemas de hidrógeno licuado. Aun se encuentra en desarrollo este tipo de tecnología con el objetivo de exportar grandes cantidades de hidrógeno para sectores como Japón. Empresas de ese mismo país como Kawasaki han realizado estimación de los costos de transporte en base a los actuales del GNL, alcanzado los 0,067 [USD/kg H_2] por cada mil kilómetros recorridos [10].

Capítulo 2: Análisis Técnico

La evaluación técnica de la planta solar de hidrógeno, se encarga de estudiar cuatro casos bases en lo que podemos destacar dos capacidades de planta. El primero de 15 toneladas de producción diaria o 5475 toneladas anuales, lo que corresponde aproximadamente al 10 % del mercado nacional actual; la segunda capacidad de producción contemplada es de 40 toneladas diarias o 14600 toneladas por año, lo que corresponde al 25 % del mercado nacional actual. Por otro lado, se tiene en consideración para cada capacidad de producción distintas, el mejor y peor escenario relativos a la necesidad de energía al ciclo termoquímico de cobre-cloro.

2.1. Selección de tecnología

Las tecnologías y alternativas seleccionadas son mostradas a continuación, como también la justificación por la cual fueron escogidas.

Selección reactante

En primer lugar, dentro de todas alternativas existentes y expuestas en esta investigación, el ciclo termoquímico seleccionado como la alternativa que mejor se desempeña es el ciclo termoquímico de cinco pasos híbrido. Este es seleccionado porque la energía necesaria para lograr el ciclo es más baja a sus otras opciones: la temperatura de reacción máxima es menor, haciendo menos exigentes las necesidades constructivas de los componentes involucrados y más eficiente relacionado a ciclos de compuestos similares de similares características.

Selección de concentración

Respecto a las tecnologías de concentración, a pesar de que tenemos muchas posibilidades, las únicas dos tecnologías que alcanzan los niveles de temperaturas necesarias para lograr la reacción de producción de hidrógeno son las de absorbedor puntual. Sin embargo, la tecnología de disco parabólico a nivel industrial no ha llegado a un desarrollo suficiente para

ser evaluadas como alternativa competitiva. Por otro lado, las centrales de torre ya tienen una aplicación directa de generación de energía y el desarrollo de tecnología ya les perfila como una alternativa viable.

Selección fluido caloportador

Para realizar el porte de temperatura existen varias alternativas como las que son mostradas en el cuadro 1.5, donde destacan el eutéctico o el sodio su temperatura de trabajo permite portar la temperatura necesaria para el funcionamiento del ciclo termoquímico seleccionado. Sin embargo, las limitaciones de estos dos tipos de fluidos las vemos en su baja capacidad térmica volumétrica, necesitando grandes tanques de almacenamiento que permitan almacenar todo el calor trabajo necesario. En tanto, podemos encontrar la sal solar binaria de composición 60 % NaNO_3 -40 % KNO_3 la cual trabaja a las temperaturas necesarias en el ciclo, tiene una mayor capacidad volumétrica que permite disminuir los costos de almacenamiento [26]. Finalmente la podemos encontrar de manera comercial bajo el nombre Hitec o Hitec XL distribuidas por la empresa SQM.

2.2. Supuestos y consideraciones

Las consideraciones hechas para el estudio técnico son:

- I. Se trabajó con un factor de planta del 75 % para todos los casos de estudio
- II. El área de los helióstatos es de 121 m² para todos los casos de estudio
- III. Presión de almacenamiento de 700 [bar]
- IV. Consumo eléctrico de la planta de un 10 % del generado
- V. La planta es diseñada de manera que sea "off-grid", lo que se traduce en que la energía producida para su funcionamiento se sustenta a raíz de ERNC, particularmente solar. Ello implica a su vez que todo el hidrógeno producido es catalogado como "hidrógeno verde"

2.3. Ubicación

Para seleccionar la ubicación de la planta de hidrógeno se utilizaron los siguientes criterios de evaluación de lugares, jerarquizados según su relevancia en el funcionamiento de la planta.

- I. Cantidad de Irradiancia Normal Directa
- II. Cantidad de horas de sol
- III. Cercanía con los lugares de distribución, vías de acceso y conectividad.

Relativo al primer punto, podemos decir que los lugares con mayor DNI en el país se encuentran en la Región de Atacama, superando las 3200 [kWh/m² a], lugar en el que además se superan las 4000 horas de sol anual y las condiciones atmosféricas son favorables para la instalación de concentración solar.

Para cumplir con el tercer criterio, se ha buscado un lugar que tenga accesos con facilidad para la alimentación de agua, operarios de la planta y cercanía con clientes o plataformas de transporte como puede ser un puerto de cargamento. Bajo estos requerimientos, el sector de Maria Elena cumple con lo anterior, quedando equidistante entre el puerto de Mejillones a uno 65 km de distancia y la mina Chuquicamata a unos 70 km de distancia.

A pesar de que no es parte de un criterio de selección, se tuvo como consideración que el sector donde se emplazará la planta no interfiriera con parques nacionales, resguardos ambientales o que pudiese afectar el desarrollo natural de comunidades.

2.4. Diseño de planta

El diseño de la planta solar se hizo en función de los requerimientos de cada uno de los cuatro casos que se necesita evaluar. La planta de producción de hidrógeno necesita de energía térmica y energía eléctrica, por lo que la planta solar que alimenta dicho proceso se encarga de satisfacer ambas necesidades de manera completa, como el auto consumo para su

funcionamiento.

Relacionado a la ubicación de la planta, esta se ubicará en el sector de Maria Elena, siendo los datos de ubicación los que se desprenden a continuación en el cuadro 2.1:

Cuadro 2.1: Datos de ubicación e irradiancia de Maria Elena

Emplazamiento			DNI anual promedio [kWh/m ² · a]	Punto de diseño [W/m ²]
Latitud	Longitud	Altitud [msnm]		
-23,22	-69,77	1237	3198	1000

El punto de diseño es calculado para el solsticio de verano correspondiente al 21 de diciembre a las 00 hora solar. Los datos relativos a la irradiancia fueron extraídos del “Explorador Solar” hecho por la universidad de Chile.

La potencia instalada de la planta solar se hizo en base a la necesidad energética del ciclo, contemplando la energía térmica necesaria para la ejecución de este y la energía eléctrica con la eficiencia de la turbina de un 45 % de la energía térmica suministrada en el bloque de potencia. Sus resultados se pueden observar en el cuadro 2.2 que sigue:

Cuadro 2.2: Potencias instaladas en distintos escenarios

Capacidad de producción [ton/día]	Energía térmica [kJ/gr H ₂]		Energía eléctrica [kJ/gr H ₂]	Potencia instalada [MW]	
	Mejor escenario	Peor escenario		Mejor escenario	Peor escenario
15	277,4	681,9	31,3	62	133
40	277,4	681,9	31,3	166	356

En base a las potencias instaladas que se calculan para alimentar de energía a cada uno de los casos de estudio, se procede a dimensionar los distintos elementos de la planta para cada caso particular. El primer elemento por dimensionar es el campo de heliostatos.

Campo de helióstatos

I. Eficiencia de campo:

La eficiencia del campo de helióstatos da un factor de la cantidad de energía que se espera que pueda ser entregada sobre el receptor en función del área total del campo de helióstatos.

II. Atenuación atmosférica:

Este concepto se refiere a la parte de la energía que es reflejada en el helióstato es dispersada y absorbida por la atmósfera. Si se tiene en consideración un día de buena visibilidad y los cielos despejados de la región, este factor puede aproximarse a cero [33].

III. Sombreado y bloqueo:

Son las pérdidas causadas por sombreado y bloqueo por los mismos helióstatos ubicados en la trayectoria de los rayos que se desea reflejar. Para reducir las pérdidas generadas por este factor es necesario calcular una distancia mínima entre cada uno de los anillos de los helióstatos, la cual se describe de la siguiente forma:

$$\Delta R(i) = \sqrt{A} \cdot \left(1,25 + \frac{i}{20}\right) = \sqrt{121} \cdot \left(1,25 + \frac{i}{20}\right) \quad (21)$$

También es necesario que de manera lateral los helióstatos puedan tener separación suficiente par que no se produzca el mismo efecto. La ecuación que nos permite el cálculo es la siguiente.

$$\Delta L(i) == \sqrt{A} \cdot \left(1,5 + \frac{i}{20}\right) = \sqrt{121} \cdot \left(1,5 + \frac{i}{20}\right) \quad (22)$$

Finalmente, para calcular el número de helióstatos existente por anillo del campo se puede calcular de la siguiente manera

$$NH(i) = \frac{2 \cdot \pi \cdot R(i)}{\Delta L(i)} = \frac{2 \cdot \pi \cdot R(i)}{\sqrt{121} \cdot \left(1,5 + \frac{i}{20}\right)} \quad (23)$$

Donde:

- i es el número del anillo correspondiente
- A es el área del heliostato

IV. Efecto coseno:

Dentro de los efectos de pérdidas de eficiencia, este es el que tiene mayor relevancia a la hora de evaluar y dimensionar el campo de heliostatos. Este fenómeno tiene relación con la posición del sol respecto a la orientación respecto de este.

Gracias a la ley de reflexión sabemos que el ángulo de incidencia sobre la superficie del heliostato es igual al ángulo de reflexión, por lo tanto, el vector normal a la superficie del heliostato debe encontrarse en la bisectriz entre el rayo incidente y reflejado. De lo anterior podemos deducir que mientras mayor el sea el ángulo formado entre la normal y el rayo incidente, menor será la la cantidad de energía reflejada.

Si se desea aminorar los efectos de este fenómeno lo indicado es realizarlo en base a distribuciones de campos de heliostatos eficientes ubicando la mayor cantidad de estos en la parte sur de la torre para el caso del hemisferio sur. Para esta consideración se tomará una perdida de eficiencia de un 12 % [33].

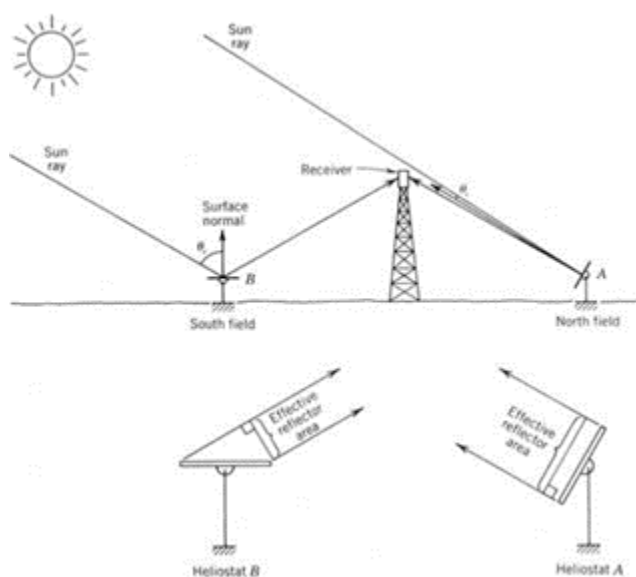


Figura 2.1: Esquema efecto coseno

V. Spillage:

El Spillage o derrame es el fenómeno que tiene que ver con la dispersión en los puntos de recepción de los rayos reflejados sobre el cuerpo receptor. Para la disminución de este tipo de fenómeno lo natural es aumentar el área de recepción en el receptor, sin embargo, esto aumenta las pérdidas de calor disipadas al ambiente por lo cual es necesario que estos parámetros sean evaluados en conjunto. Regularmente las pérdidas por este fenómeno son entre 1 % y 4 %, por lo cual se utiliza el caso más desfavorable [33].

VI. Reflectividad y suciedad:

El fenómeno de pérdidas debido a la reflectividad se debe a las imperfecciones en la superficie de los espejos que generan pérdidas en la radiación reflejada. Estos defectos sobre la superficie comúnmente son de un tamaño pequeño. La cuantificación de la pérdida de eficiencia por este fenómeno es de 10 %.

Por otro lado, tenemos las pérdidas generadas por las partículas que pueden quedar adheridas sobre la superficie de los espejos formando capas que no permiten un reflejo completo de la superficie. Este tipo de fenómeno puede generar pérdidas de eficiencia entre un 2-10 %. En base una buena planificación de mantenimiento se puede estimar las pérdidas por este efecto en un 5 % [33].

VII. Seguimiento de heliostato:

Las pérdidas por seguimiento se refieren a la exactitud con la que pueden funcionar los motores de accionamiento encargados del seguimiento. Usualmente en condiciones ideales este sistema no debiese presentar pérdidas, no obstante, las condiciones normales de trabajo de estos sistemas hacen que sean golpeados por rachas de vientos de hasta 50 km/h y con condiciones de trabajo promedio de 30km/h, situación que hace que exista un error de seguimiento causado por estos factores [33].

VIII. Eficiencia total de campo de heliostatos:

Finalmente, la eficiencia de diseño considerada para el campo de heliostatos es el producto de todas las eficiencias nombradas anteriormente y es la que se utiliza para el diseño del campo en conjunto. A continuación, podemos ver la ecuación de la eficien-

cia total de campo [33].

$$\eta_{campo} = \eta_{aten} \cdot \eta_{sombra} \cdot \eta_{bloqueo} \cdot \eta_{spillage} \cdot \eta_{reflec} \cdot \eta_{suciedad} \cdot \eta_{cos} \cdot \eta_{seg} \quad (24)$$

Las eficiencias respectivas son mostradas a continuación:

- Atenuación: 100 %
- Sombra: 95 %
- Bloqueo: 95 %
- Spillage: 96 %
- Reflectividad: 90 %
- Suciedad: 95 %
- Coseno: 88 %
- Seguimiento: 90 %

Con las eficiencias anteriores se calcula la eficiencia total de campo que da un valor de 58,4 %.

Una vez que se tiene calculada la eficiencia de campos se puede calcular la cantidad de helióstatos según la irradiancia de diseño, sin embargo, también debe ser calculada según la irradiancia promedio anual, la cual entrega la cantidad de helióstatos necesaria para la potencia solicitada a lo largo de año.

Cuadro 2.3: Parámetros de diseño para campo de helióstatos

Capacidad de producción [ton/día]	Potencial planta [MW]		Eficiencia helióstatos [%]	Irradiancia de diseño [W/m ²]	Irradiancia real [W/m ²]
	Mejor escenario	Peor escenario			
15	62	133	58,4	1000	421,8
40	166	356	58,4		

Cuadro 2.4: Campo de helióstatos para diferentes tamaños

Cantidad helióstatos de diseño		Cantidad helióstatos real		Tamaño campo de helióstatos [km ²]	
Mejor escenario	Peor escenario	Mejor escenario	Peor escenario	Mejor escenario	Peor escenario
882	1890	2091	4480	1,01	3,56
2352	5039	5575	11945	4,9	19,34

Múltiplo solar

En base a lo anterior es posible a calcular el múltiplo solar por la relación de área que existen entre la energía colectada en el punto de diseño y la energía colectada real, entregando un 2,4. La fórmula usada se muestra a continuación.

$$SM = \frac{I_{diseño} \cdot N_{helióstatos\ real}^{\circ} \cdot Área_{helióstatos}}{I_{real} \cdot N_{helióstatos\ real}^{\circ} \cdot Área_{helióstatos}} \quad (25)$$

Capacidad de almacenamiento térmico - TES

La capacidad de almacenamiento térmico es lo que permite a la planta trabajar en ausencia de sol, teniendo una variación de la duración del día durante todo el año. Ahora bien, el criterio que se utilizó para el diseño fue el escenario más desfavorable, el cual se encuentra para el solsticio de invierno el 21 de junio donde la duración de la noche es de 14 horas. Es por ello que se diseñó considerando 15 horas de autonomía, necesitando la siguiente capacidad térmicas del sistema de almacenamiento.

$$m = \frac{Q_{TES}}{h_{max} - h_{min}} \quad (26)$$

Cuadro 2.5: Caracterización de capacidad de almacenamiento térmica

Capacidad Producción [ton/día]	Masa sales solares [ton]		Volumen tanque térmico [m ³]	
	Mejor escenario	Peor escenario	Mejor escenario	Peor escenario
15	6594	14130	4246	9098
40	17585	37681	11322	24262

En primer lugar, se reúne toda la información calculada para ser tabulada según sea el caso de estudio en el cuadro 2.6 y así tener un mejor entendimiento de los números calculados. Posteriormente, se hace entrega de un esquema simplificado del diseño de la planta que contempla tanto la parte solar como la producción de hidrógeno en la figura 2.2.

Del esquema de la planta solar productora de hidrógeno de manera simplificada, se aprecia que la parte roja corresponde a todo el sistema térmico de la planta que alimenta a los otros dos sistemas (azul y amarillo) de energía térmica para lograr sus procesos. El sistema azul representa a la planta productora de hidrógeno de manera pura y el sistema amarillo o bloque de potencia es el encargado de generar electricidad tanto para el proceso de electrólisis como para el funcionamiento de los componentes necesario como bombas o correas transportadoras que no se encuentran graficados en la figura 2.2 para mejor entendimiento.

Capítulo 3: Análisis Económico

Este apartado tiene por objetivo realizar la evaluación económica correspondiente para cada uno de los cuatro casos posibles estudiados. También se contempló como estudio alternativo para comparación la proyección al año 2035 de los costos de inversión, operación y costo nivelado de producción de hidrógeno.

3.1. Hipótesis

La evaluación económica del presente trabajo para cada caso de estudio se desarrolla basada en las siguientes hipótesis:

- Se consideró un horizonte de evaluación y una vida útil de la planta solar, así como de cada uno de los equipos que incluyen dentro del proceso termoquímico a 20 años.
- Los periodos de evaluación utilizados son anuales.
- Las plantas son construidas durante el año cero y el comienzo de operación es durante el año uno a plena capacidad.
- La tasa de descuento utilizada para el cálculo de valor neto actual en todos los casos es 7 % anual.
- La tasa del impuesto antes de las utilidades es de un 27 %.
- Se consideran depreciaciones de 15 años para todos los equipos involucrados dentro de la planta productiva.
- No se considera ganancias, ni pérdidas de capital durante el periodos de funcionamiento del proyecto.
- Se considera una degradación de producción térmica de 1 % anual.

3.2. Método de comparación de casos

Los indicadores tradicionales para evaluación de un proyecto podemos encontrar el Valor actual neto (VAN) y la Tasa interna de retorno (TIR). Por otro lado, los proyectos de producción de hidrógeno no son regidos por los indicadores tradicionales y su principal evaluación se rige por el indicador de costo nivelado de producción de hidrogeno o *levelized cost of hydrogen* (LCOH). A continuación, se puede ver como se realizó los cálculos de cada uno de estos indicadores.

3.2.1. Valor actual neto

El valor actual neto o VAN es la suma de los valores del flujo de caja actualizados al presente. Este es un indicador importante a la hora de decidir si invertir en algún proyecto, comúnmente buscando valores de VAN mayores se obtienen beneficios superiores por parte del proyecto.

$$VAN = \sum_{j=0}^n \frac{I_j - C_j}{(1 + r)^j} \quad (27)$$

Donde:

- VAN = Valor actual neto
- I_j = Ingreso total durante el año j.
- C_j = Costo total durante el año j.
- r = Tasa de descuento.
- n = Vida útil del proyecto.
- j = Año en que se esta evaluando el flujo.

3.2.2. Tasa interna de retorno

La TIR o tasa interna de retorno es un indicador económico convencional para evaluación de proyectos. El valor de la TIR corresponde a la tasa de descuento evaluada para el caso de

un VAN de valor cero. Para determinar si el proyecto evaluado es rentable, se compara la TIR a la tasa de descuento y si es esta resulta mayor nos encontramos un proyecto rentable.

$$0 = \sum_{j=0}^n \frac{I_j - C_j}{(1 + TIR)^j} \quad (28)$$

3.2.3. Costo nivelado de producción de hidrógeno

Como se describió anteriormente, el costo nivelado de producción de hidrógeno o LCOH es el principal indicador a la hora de evaluar una planta productiva. Este representa el costo de producir 1 kilogramo de hidrógeno bajo condiciones económicas específicas para la planta. Esto restándole la relevancia común que puede tener el VAN como indicador normal.

El método para determinación del LCOH consiste en encontrar el precio de equilibrio de venta del hidrógeno producido por un VAN cero, esta situación entrega el menor valor de venta de hidrógeno. El calculo del LCOH contempla todos los costos operativos de la planta sumados a la inversión inicial que esta tenga, dividiéndolo por la cantidad de hidrógeno producido. A continuación, podemos ver la ecuación que permite el calculo de costo nivelado de producción.

$$LCOH = \frac{CAPEX + VAN(Costos)}{VAN(Producción_{H_2})} \quad (29)$$

3.3. Estimación de costos e inversión

3.3.1. Planta de concentración solar

Para la estimación de costos de inversión y operación para la planta de concentración solar se utilizaron los siguientes parámetros unitarios basados en una proyección de escenario realista bajo el marco actual en Chile o *Business as Usual* (BaU) [34].

Cuadro 3.1: Costos de planta de concentración solar

Escenario actual			Escenario 2035	
CAPEX	OPEX	Costo variable	CAPEX	OPEX
[USD/kW _{th}]	[USD/kW _{th}]	[USD/kW _{th}]	[USD/kW _{th}]	[USD/kW _{th}]
2009	62	1,05	1564	45,8

Los costos anteriormente descritos no contemplaron la inversión en la torre central, por lo que es necesario sumar al CAPEX anterior el costo calculado de la siguiente manera [35].

$$C_{torre} = C_{torre0} \cdot e^{b \cdot \left(h_t - \frac{h_r}{2} - \frac{h_h}{2} \right)} \quad (30)$$

Donde:

- C_{torre} : Costo de la torre
- C_{torre0} : Costo fijo de la torre
- b : Exponente de escalada de la torre
- h_t : Altura de la torre
- h_r : Altura del receptor
- h_h : Altura de los helióstatos

Los valores con los que se realizó el cálculo del costo de la torre son mostrados en el cuadro 3.2 [35].

Cuadro 3.2: Valores de referencia para torre solar [35].

Ítem	Valor	Unidad
C_{torre0}	3000000	USD
b	0.0113	-

3.3.2. Planta de hidrógeno

Para la estimación de los costos de inversión y operación se utilizó el método de ‘regla del factor de los seis décimos’, que relaciona la capacidad y el costo de un equipo conocido para estimar el tamaño que se desee [36]. La fórmula utilizada para esto se manifiesta de la siguiente forma:

$$\text{Costo equipo A} = \text{Costo equipo b} \cdot \left(\frac{\text{Capacidad equipo A}}{\text{Capacidad equipo b}} \right)^{0,6} \quad (31)$$

Como no existen plantas termoquímicas comerciales de cobre-cloro, la estimación se hizo a partir de una planta comercial de Azufre-Yodo (S-I) y, posteriormente, se aplicó la ecuación para estimar costos según la capacidad que deseara encontrar.

Cuadro 3.3: Valor porcentual de los costos fijos de una planta termoquímica [35]

Componentes	Porcentaje
Compra de equipos	24 %
Instalación de equipos	10 %
Instrumentación y control	3 %
Piping	10 %
Eléctrico	2 %
Edificios	7 %
Servicios	12 %
CAPEX	68 %
Ingeniería y supervisión	9 %
Gasto construcción	10 %
Contratistas	4 %
Contingencia	10 %
OPEX	32 %
Total	100 %

Finalmente, en el cuadro 3.3 podemos ver cómo se distribuyeron porcentualmente el CAPEX Y OPEX de la planta de producción de cobre-cloro y en el próximo apartado se presentarán los resultados finales para cada caso.

3.4. Resultados

Se reunieron todos los resultados según el tipo de escenario de cada planta en cuadros y finalmente se elaboró un gráfico con los resultados finales.

3.4.1. Mejor escenario

Cuadro 3.4: Costos totales mejor escenario

Años	2023		2035		Unidad
Producción diaria	15	40	15	40	[ton/día]
CAPEX planta solar	148,85	378,92	115,91	295,06	[MUSD]
OPEX planta solar	3,86	10,30	2,85	7,61	[MUSD]
CAPEX ciclo termoquímico	34,01	61,27	34,01	61,27	[MUSD]
OPEX ciclo termoquímico	15,94	28,72	15,94	28,72	[MUSD]
Precio de venta	7,02	6,09	6,20	5,28	[USD/kg H ₂]
Costo nivelado de producción	9,14	7,93	7,98	6,80	[USD/kg H ₂]

3.4.2. Peor escenario

Cuadro 3.5: Costos totales peor escenario

Años	2023		2035		Unidad
Producción diaria	15	40	15	40	[ton/día]
CAPEX planta solar	314,21	805,63	244,23	626,41	[MUSD]
OPEX planta solar	8,28	22,07	6,13	16,30	[MUSD]
CAPEX ciclo termoquímico	34,01	61,27	34,01	61,27	[MUSD]
OPEX ciclo termoquímico	15,94	27,72	15,94	27,72	[MUSD]
Precio de venta	11,67	9,99	9,89	8,43	[USD/kg H ₂]
Costo nivelado de producción	15,33	13,46	12,83	11,21	[USD/kg H ₂]

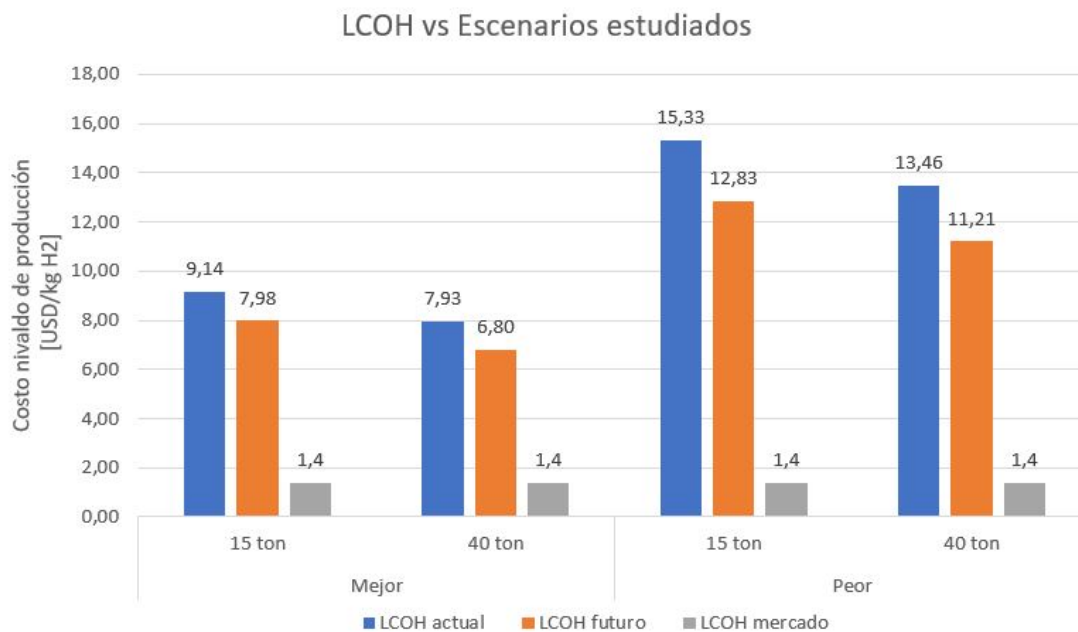


Figura 3.1: Costo nivelado de producción de hidrógeno

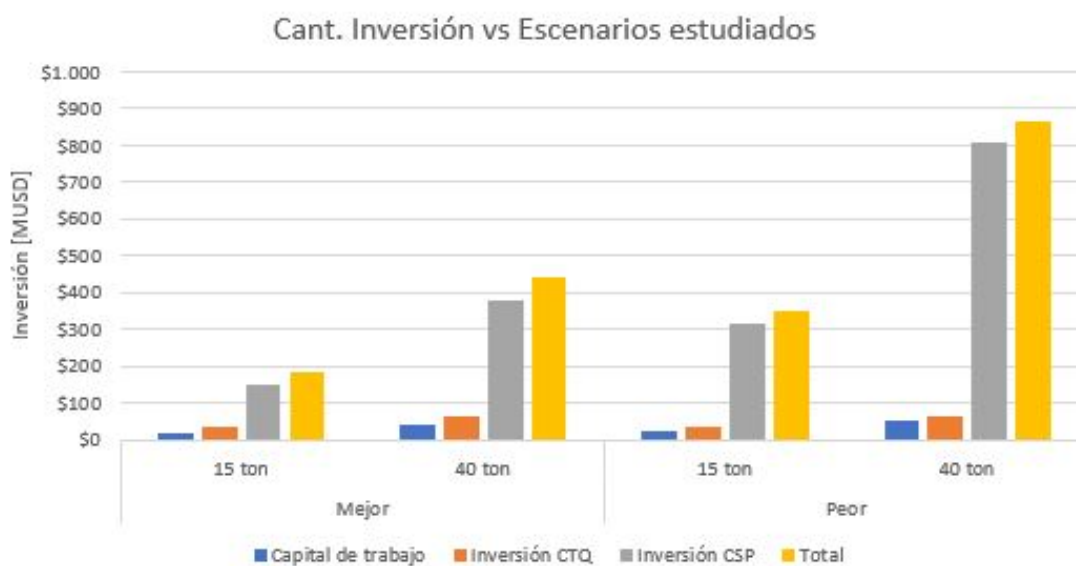


Figura 3.2: Costos de inversión



Figura 3.3: Precio de venta del hidrógeno

Es pertinente tener en consideración, el valor del costo nivelado de producción de hidrógeno obtenido en análisis que utilizaron como alternativa el ciclo termoquímico de cobre cloro híbrido, los cuales arrojaron un valor de 6,33 [USD/kg H₂][37].

Además, es posible apreciar dentro del cuadro 3.1 el escenario proyectado para el año 2035, solo considera la disminución en los costos de inversión y operación de la planta de concentración. Sin embargo, la disminución provocada por factores como aprendizaje o mejora en los procesos de fabricación no afecta a los componentes de la planta del ciclo termoquímico, por lo cual, se prefirió realizar una sensibilización porcentual de los costos relativos a la misma para analizar su comportamiento. A continuación, se puede apreciar en la figura 3.4 el comportamiento del costo nivelado de producción de hidrógeno.

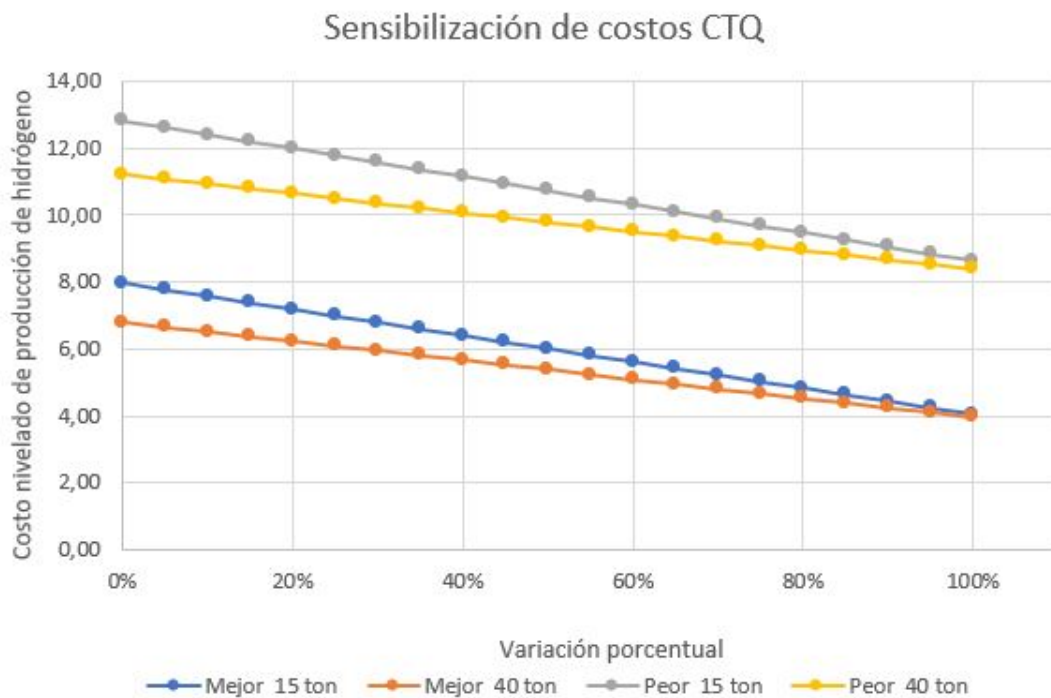


Figura 3.4: Sensibilización de costos del planta de hidrógeno

Respecto a los flujos de caja, fueron elaborados y evaluados para encontrar cada uno de los indicadores mencionados, sin embargo, estos se encuentran ubicados en los anexos F y G, para los escenarios optimista y pesimista respectivamente para cada una de las capacidades de producción diaria.

Conclusiones y Recomendaciones

En base al estudio de prefactibilidad técnica económica de una planta solar de producción de hidrógeno con un ciclo termoquímico cobre-cloro, se cumplió el objetivo general planteado, como los objetivos específicos establecidos. A raíz de ello, es posible afirmar de manera teórica, que es viable producir hidrógeno con el reactante seleccionado y una planta de concentración solar con características comerciales señaladas en el presente estudio.

A partir de la información adquirida referente al estudio de los métodos de separación térmica del agua, el sistema con mayor avance tecnológico y comercial es la electrólisis, principalmente, los electrolizadores alcalinos, los cuales son prácticamente la totalidad de la capacidad instalada de producción de hidrógeno en el mundo. Por otro lado, encontramos los electrolizadores tipo PEM y SOE, los cuales son los reemplazos naturales hacia donde debiese avanzar esta tecnología, por su menor velocidad de arranque en los procesos, estabilidad de operación y eficiencia. Relacionado a los ciclos termoquímicos, estos aún se encuentran en estudios que permitan determinar, el ciclo que entregue los mayores beneficios y las menores complicaciones técnicas.

Según el estudio de las alternativas de producción de hidrógeno basados en ciclos termoquímicos, el ciclo de cobre-cloro híbrido es el más eficiente, alcanzado un valor de 43 % de eficiencia térmica y es capaz de trabajar acoplado a las alternativas de concentración solar vigentes de manera comercial, gracias a la baja temperatura máxima de operación que este necesita. La tecnología de torre central es la que mejor se adapta a los requerimientos del ciclo termoquímico, ya que puede satisfacer tanto las necesidades energéticas, como las térmicas por el alto factor de concentración que se puede alcanzar. La máxima temperatura de reacción, es uno de los grandes desafíos con los que se deben superar en los métodos termoquímicos, desde el punto de vista de los componentes, los elementos encargados de transportar y almacenar el calor. Resultaría muy beneficioso para este tipo de métodos de producción, el

desarrollo de mecanismos de transporte y almacenamiento de calor que soporten mayores temperaturas, ya que abriría las puertas a ciclos más eficientes, con menor cantidad de pasos, menor cantidad de componentes, que actualmente no pueden ser acoplados a este tipo de concentradores solar por la alta temperatura máxima de reacción que requieren trabajar para efectuar el ciclo completo, principalmente en el paso de producción de oxígeno.

En cuanto al tamaño de los elementos de la planta, es necesario considerar la variabilidad que genera la existencia de los escenarios (mejor y peor) para el ciclo cobre-cloro híbrido. Ya que, para una misma capacidad de producción de la planta, podemos encontrar equipos con tamaños diametralmente distintos. Todos estos subsistemas, relacionan su tamaño con la energía térmica necesaria para realizar el ciclo de manera correcta. Los principales son, la altura de la torre de concentración, el sistema de almacenamiento térmico y el área del campo de helióstatos. Este aumento en la capacidad impacta sobre los costos de operación, pero de manera más significativa sobre los costos de inversión. Es posible notar esto en el último elemento nombrado, ya que constituye alrededor el 35 % del valor de inversión de una CSP y entre ambos escenarios el área puede incrementar su tamaño hasta en cuatro veces. Esta situación, genera incertidumbre a la hora de determinar efectivamente si este método de producción de hidrógeno puede ser beneficioso a futuro, por lo cual resulta imperioso acortar la brecha entre ambos escenarios, enfocándose a métodos de secado que puedan utilizar de manera más eficiente los calores residuales utilizados por la planta y estudiar de forma más exhaustiva el proceso que produce mayor variabilidad en los resultados.

De todos los casos de estudios analizados el que necesita menor inversión es el mejor escenario con una capacidad de 15 toneladas diarias de hidrógeno alcanzando los 183 [MUSD] y un LCOH de 9,14 [USD/kg H₂]. Sin embargo, gracias a la economía de escala que tiene principalmente el aumento de capacidad de la planta de producción hidrógeno el mejor escenario se encuentra en la planta con capacidad de 40 toneladas diarias alcanzando una inversión de 440 [MUSD] y obteniendo un LCOH de 7,98 [USD/kg H₂]. El menor LCOH calculado no es atractivo en el mercado actual del hidrógeno mundial que se sitúa en el 2,2

[USD/kg H₂], ni tampoco llega a ser competitivo basado en la disminución de costos basados en la proyección al año 2035.

Por otro lado, se tiene antecedentes de un valor de LCOH de 6,33 [USD/kg H₂] que para el mejor caso de estudio, el LCOH obtenido es un 25 % mayor que en los valores publicados utilizando el mismo ciclo termoquímico. Esto se atribuye principalmente, a que en los casos de estudios publicados, el método utilizó la energía térmica captada por concentradores cilindro parabólicos, alimentando únicamente el proceso de obtención de oxígeno con energía solar. El resto de los procesos la energía térmica era proveniente de procesos industriales provenientes de una central nuclear, así como, la energía eléctrica para generar el procesos de electrolisis y operación de la planta. también, es necesario considerar el emplazamiento donde se hizo el estudio publicado, ubicándolo en el sector de Toronto, Canadá. Sector que cuenta con menores niveles de radiación comparados con el norte de Chile. Todos estos antecedentes, nos permite afirmar que los rangos de los valores se encuentran similares, sin embargo no hay que perder de vista las diferencias sustanciales entre un estudio y otro.

El factor económico que tuvo mayor influencia en los altos valores LCOH, es el nivel de inversión inicial alcanzado por la planta de concentración solar abarcado un 77 % del total para el mejor escenario con una capacidad de 15 toneladas diarias, hasta un 91 % para el peor escenario con capacidad de 40 toneladas diarias. Convirtiendo este aspecto en el más relevante para estudiar y disminuir si se piensa proyectar esta tecnología como una alternativa económicamente viable.

El segundo factor con mayor injerencia sobre el cálculo del LCOH son los costos de operación de la planta del ciclo termoquímico que pueden ser atribuidos principalmente a la cantidad de equipos relacionados a la gran cantidad de pasos propios del ciclo, por lo cual una disminución en la cantidad de pasos permitiría una disminución tanto en los costos operativos como en la inversión inicial de la planta.

Finalmente, a pesar de utilizar mayoritariamente energía térmica de manera directa sobre el proceso de producción de hidrógeno y la reducción del factor de perdidas por conversión en energía eléctrica, no permitió alcanzar un valor de costo nivelado de producción de hidrógeno atractivo capaz de competir con la electrólisis, por los motivos anteriormente señalados. Sin embargo, basado únicamente en la disminución de los costos de la planta de concentración solar alcanza un valor de 6,8 [USD/kg H₂] para el año 2035, planteando un escenario base para el futuro. Además, sumado a la capacidad de almacenamiento térmico, elevada eficiencia, altos factores de planta y los posibles desarrollos en base a ciclos termoquímicos más eficientes, se prevé como una alternativa con gran potencial para la fabricación de hidrógeno a escala industrial a largo plazo.

Referencias

- [1] Naciones Unidas, Desafíos globales: Población, [en línea], <<https://www.un.org/es/global-issues/population>>, [consulta: 15 febrero 2021]
- [2] A. Godula-Jopek, Hydrogen Production: by Electrolysis, Wiley-VCH Verlag GmbH, 2015, 402 p.
- [3] International Energy Agency (IEA), Total energy supply (TES) by source, World 1990-2018, [en línea], <<https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLDfuel=Energy%20supplyindicator=TPESbySource>>, [consulta: 12 julio 2020]
- [4] Banco Mundial, Consumo de energía procedente de combustibles fósiles (% del total), [en línea], <<https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.USE.COMM.FO.ZS>>, [consulta: 15 julio 2020]
- [5] International Energy Agency (IEA), Global Energy CO2 Status Report, Francia, IEA publications, 2019, 28 p.
- [6] BP p.l.c, BP Statistical Review of World Energy June 2016, [en línea], <<http://oilproduction.net/files/especial-BP/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>>, [consulta: 17 julio 2020]
- [7] International Energy Agency (IEA), The future of Hydrogen, Francia, IEA publications, 2019, 199p.
- [8] Rodrigo Vásquez, Felipe Salinas y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile, Santiago, Chile, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Marzo, 2018, 133 p.
- [9] Comisión Nacional Energía (CNE), Anuario estadístico de Energía 2019, Santiago de Chile, Ministerio de Energía Gobierno de Chile, 189 p.

- [10] Nuria Hartmann y Katherine Martinez, Construcción de una Estrategia para el desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile a través de Acuerdos Público Privados, Santiago, Chile, CDT In Data SpA, Agosto, 2019, 156 p.
- [11] Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), Memoria anual ENAP 2019, 2019, Santiago de Chile, Gobierno de Chile, 85 p.
- [12] Linde plc, One Linde Annual Report 2018, Surrey, Linde publications, 2018, 143 p.
- [13] Ministerio de Energía. Estrategia nacional de hidrógeno verde. Chile, fuente energética para un planeta cero emisiones, Santiago de Chile: Gobierno de Chile. 2020. 30 p.
- [14] Felipe Andrés Díaz Alvarado, Gasificación de carbón en Chile, para obtención de hidrógeno y electricidad en planta de ciclo combinado, Tesis (Magister en ciencias de la ingeniería), Santiago. Chile, Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Química, Biotecnología y Materiales, Noviembre 2007, 150 p.
- [15] José Ignacio Linares Hurtado, Beatriz Yolanda Moratilla Soria, El hidrógeno y la energía, 2a. Ed, Madrid, España, Universidad Pontificia Comillas, 2007, 184 p.
- [16] Research advances towards Large-scale solar Hydrogen Production from Water por Guanyu Liu. . . [et al], EnergyChem, 1(2): 100014, Sep. 2019.
- [17] A. Ursúa, L. Gandía y P. Sanchis, Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends, Proceedings of the IEEE, 100(2): 410-426, Feb. 2012.
- [18] Farid Safari, Ibrahim Dincer, A review and comparative evaluation of thermochemical water splitting cycles for hydrogen production, Energy Conversion and Management, 205: 112181, Febrero 2001.
- [19] High efficiency generation of hydrogen fuel using solar thermal-chemical splitting of water (Solar thermo-chemical splitting for H₂) por McQuillan...[et al], Nevada, EE.UU. General Atomics Project, 2010, 199 p.

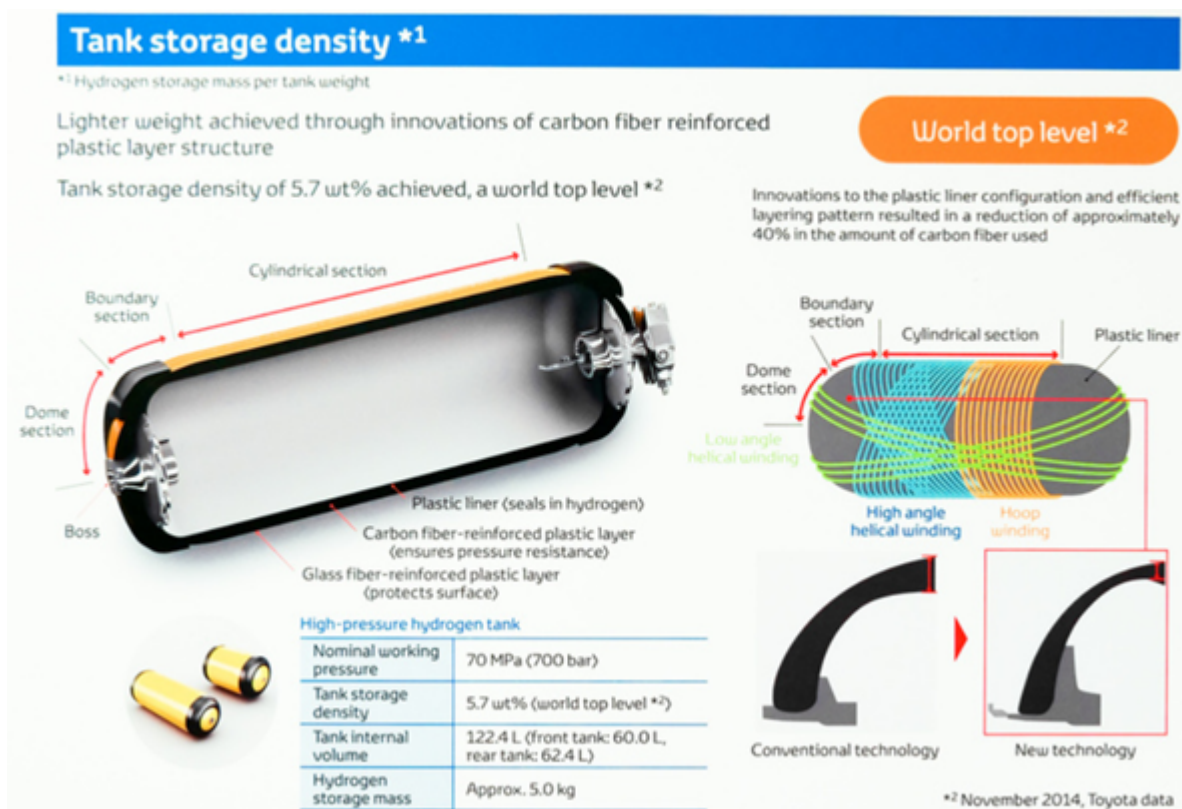
- [20] Aldo Steinfeld, Solar thermochemical production of hydrogen—a review, Solar Energy, (78): 603-615, Enero 2004.
- [21] Mehdi Mehrpooya y Roghayeh Habibi, A review on hydrogen production thermochemical water-splitting cycles, Journal of Cleaner Production, 275:123836, Agosto 2020
- [22] Solar thermochemical plant analysis for hydrogen production with the copper–chlorine cycle por S. Ghandehariun. . . [et al]. International Journal of Hydrogen Energy, 35(16): 8500-8520, Mayo 2010
- [23] Onur Oruc y Ibrahim Dincer, Assessing the potential of thermo-chemical water splitting cycles: A bridge towards clean and sustainable hydrogen generation, Fuel, (286): 119325, Septiembre 2020
- [24] SOLARGIS, Direct Normal Irradiation, [Fotografía], Maps and GIS data, 2020, Fotografía a color
- [25] David Saldivia, Colectores concentradores, [diapositivas], Valparaiso, UTFSM, 2017, Dispositivos digitales
- [26] Felipe Gallardo Giacomozzi, Factores críticos en diseño y operación de centrales CSP de torre con almacenamiento en sales fundidas en el desierto de Atacama, Santiago, Chile, Deutsche Gesellschaft fur Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2017, 64 p.
- [27] Manuel Romero Alvarez, Dimensionamiento y analisis de produccion anual de un sistema de recetor central, Madrid, España, CIEMAT, 2007 64 p.
- [28] Sistemas de torre solar - Estado y perspectiva por Reiner Buck...[et al], Santiago, Chile, Deutsche Gesellschaft fur Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2014, 71 p.
- [29] Nuclear-based hydrogen production with a thermochemical copper–chlorine cycle and supercritical water reactor: equipment scale-up and process simulation, por G. F. Natter. . . [et al], International journal of energy research, 36: 456-465, Abril 2010.

- [30] Mehmet F Orhan, Ibrahim Dincer y Marc A. Rosen, Efficiency comparison of various design schemes for copper–chlorine (Cu–Cl) hydrogen production processes using Aspen Plus software, Energy Conversion and Management, 63: 70-96, Abril 2012.
- [31] Thermochemical hydrogen production with a copper–chlorine cycle. I: oxygen release from copper oxychloride decomposition por G. F Naterer...[et al], International Journal of Hydrogen Energy, 33:5439-5450, Mayo 2008.
- [32] Thermal design af a solar hydrongen plant with a copper-chlorine cycle ans molten salt energy store por G. F Naterer... [et al], International Journal of Hydrogen Energy, 36: 11258-11272, Enero 2011.
- [33] Norma Plaza Vergara, Evaluación técnico y económica de la aplicación de la tecnología de gasificación de carbón y biomasa utilizando energía solar en una central termoeléctrica de pequeña escala, Tesina (Magíster en economía energética), Valparaíso, UTFSM, Departamento de ingeniería mecánica, 2018, 73 p.
- [34] Tractebel Engineering S.A., Oportunidades para el desarrollo de una industria de hidrógeno solar en las regiones de Antofagasta y Atacama: Innovación para un sistema energético 100 % renovable, Santiago, Chile, 2018, 213 p.
- [35] Michele Solari San Martín, Factibilidad de generación eléctrica solar térmica y fotovoltaica en la Región de Atacama, Memoria (Ingeniero civil mecánico), Santiago, Chile, Universidad de Chile, Departamento de ingeniería mecánica, 2019, 28 h.
- [36] M. F. Orhan, I. Dincer y G. F. Naterer, Cost analysis of a thermochemical Cu-Cl pilot plant for nuclear-based hydrogen production, International Journal of Hydrogen Energy, (33): 6006-6020, Septiembre 2008
- [37] Sayyaadi, Hoseyn y Boroujeni, Milad, Conceptual design, process integration, and optimization of a solar CuCl thermochemical hydrogen production plant, International Journal of Hydrogen Energy, (42), Febrero 2017

- [38] Santiago, Oscar. Almacenamiento de hidrógeno comprimido: tipos de tanques. [en línea]
<<http://apilados.com/blog/almacenamiento-hidrogeno-comprimido-tipos-tanques/>> [15 febrero 2020]
- [39] SQM International N.V., Thermo-Solar Salts. Antwerpen, Bélgica. 2018. SQM the worldwide Business Formula. 8 p.

Anexos

Anexo A: Tanque Tipo IV, Toyota Mirai [38]



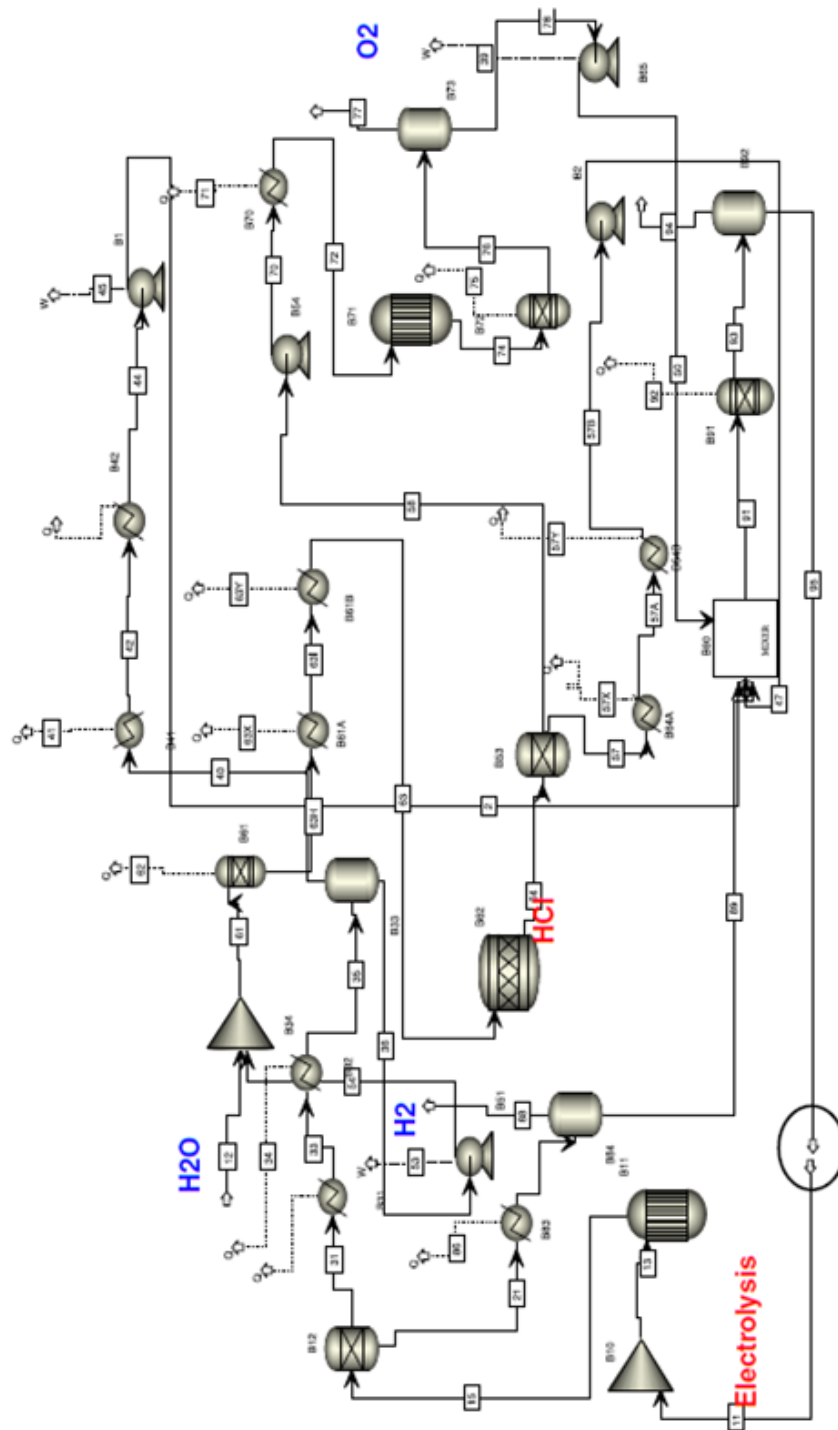
Anexo B: Propiedades de sal binaria 60 % NaNO₃+40 % NKO₃ [39]

Propiedades del fluido de sal solar en función de las temperaturas entre 300 °C y 600 °C		
Propiedades	Formula	Unidad
Densidad	$131,2 - 0.02221 \cdot T$	lbm/ft^3
	$2090 - 0.636 \cdot T$	kg/m^3
Calor específico	$0.345 + (2.28 \cdot 10^{-5}) \cdot T$	$Btu/lbm \cdot F$
	$1443 + 0.172 \cdot T$	$J/kg \cdot ^\circ C$
Viscosidad absoluta	$60.28440 - 0.17236 \cdot T + (1.76176 \cdot 10^{-4}) \cdot T \cdot 2 - (6.11408 \cdot 10^{-8})$	$lbm/ft \cdot hr$
	$22.714 - 0.12 \cdot T + 2.281 \cdot 10^{-4} \cdot T \cdot 2 - 1.474 \cdot 10^{-7} \cdot T$	$mPa \cdot sec$
Conductividad Térmica	$0.253208 + 6.26984 \cdot 10^{-5} \cdot T$	$Btu/hr \cdot ft \cdot ^\circ F$
	$0.443 + 1.9 \cdot 10^{-4} \cdot T$	$W/m \cdot ^\circ C$

Anexo C: Balance de Energía en planta de H₂
Table 8
 Energy balance of the five-step Cu-Cl cycle process simulation.

Block	Description	Process	ΔH endothermic (kJ/mol H ₂)	ΔH exothermic (kJ/mol H ₂)	W (kJ/mol H ₂)
S1	Step 1	$2\text{CuCl}_2(\text{s}) + \text{H}_2\text{O}(\text{g}) \xrightarrow{400^\circ\text{C}} \text{Cu}_2\text{OCl}_2(\text{s}) + 2\text{HCl}(\text{g})$	120.2	-	-
S2	Step 2	$\text{Cu}_2\text{OCl}_2(\text{s}) \xrightarrow{500^\circ\text{C}} 2\text{CuCl}(\text{l}) + 1/2\text{O}_2(\text{g})$	125.5	-	-
S3	Step 3	$4\text{CuCl}(\text{s}) + \text{H}_2\text{O} \xrightarrow{25^\circ\text{C}} 2\text{CuCl}_2(\text{aq}) + 2\text{Cu}(\text{s})$	-	-	53.2
S4	Step 4	$\text{CuCl}_2(\text{aq}) \xrightarrow{80^\circ\text{C}} \text{CuCl}_2(\text{s})$	-	-	33.2
S5	Step 5	$2\text{Cu}(\text{s}) + 2\text{HCl}(\text{g}) \xrightarrow{450^\circ\text{C}} 2\text{CuCl}(\text{l}) + \text{H}_2(\text{g})$	-	-41.6	-
HE1	Heat exchanger	$\text{H}_2\text{O} (25^\circ\text{C}) \rightarrow \text{H}_2\text{O} (400^\circ\text{C})$	80	-	-
HE2	Heat exchanger	$\text{CuCl}_2 (80^\circ\text{C}) \rightarrow \text{CuCl}_2 (400^\circ\text{C})$	61.3	-	-
HE3	Heat exchanger	$\text{Cu}_2\text{OCl}_2 (400^\circ\text{C}) \rightarrow \text{Cu}_2\text{OCl}_2 (500^\circ\text{C})$	20.8	-	-
HE4	Heat exchanger	$\text{HCl} (400^\circ\text{C}) \rightarrow \text{HCl} (450^\circ\text{C})$	4.0	-	-
HE5	Heat exchanger	$\text{CuCl}_2/\text{H}_2\text{O} (25^\circ\text{C}) \rightarrow \text{CuCl}_2/\text{H}_2\text{O} (80^\circ\text{C})$	57.6	-	-
HE6	Heat exchanger	$\text{H}_2\text{O} (80^\circ\text{C}) \rightarrow \text{H}_2\text{O} (25^\circ\text{C})$	-	-30	-
HE7	Heat exchanger	$\text{CuCl} (500^\circ\text{C}) \rightarrow \text{CuCl} (25^\circ\text{C})$	-	-64	-
HE8	Heat exchanger	$\text{CuCl} (450^\circ\text{C}) \rightarrow \text{CuCl} (25^\circ\text{C})$	-	-60.6	-
HE9	Heat exchanger	$\text{Cu} (25^\circ\text{C}) \rightarrow \text{Cu} (450^\circ\text{C})$	32.5	-	-
HE10	Heat exchanger	$\text{H}_2 (450^\circ\text{C}) \rightarrow \text{H}_2 (25^\circ\text{C})$	-	-9	-
HE11	Heat exchanger	$\text{O}_2 (500^\circ\text{C}) \rightarrow \text{O}_2 (25^\circ\text{C})$	-	-5.6	-
SEP 1	Separator	$(\text{Cu}_2\text{OCl}_2, \text{HCl})_{\text{mix}} \xrightarrow{400^\circ\text{C}} (\text{Cu}_2\text{OCl}_2) + (\text{HCl})$	-	-	0.87
SEP 2	Separator	$(\text{CuCl}, \text{O}_2)_{\text{mix}} \xrightarrow{500^\circ\text{C}} (\text{CuCl}) + (\text{O}_2)$	-	-	1.2
SEP 3	Separator	$(\text{CuCl}, \text{H}_2)_{\text{mix}} \xrightarrow{450^\circ\text{C}} (\text{CuCl}) + (\text{H}_2)$	-	-	1.8
SEP 4	Separator	$(\text{Cu}, \text{CuCl}_2(\text{aq}))_{\text{mix}} \xrightarrow{25^\circ\text{C}} (\text{Cu}) + (\text{CuCl}_2(\text{aq}))$	-	-	2
P1	Pump	Water feed to the cycle	-	-	3
P2	Pump	Water handling within the cycle	-	-	1.93
MIX 1	Mixer	Mixing CuCl from stream 11 and 12	-	-	0.4
Total			501.9	-210.8	97.6

Anexo D: Diagrama planta productora de hidrógeno



Anexo F: Flujo de caja para mejor escenario

Mejor escenario 15 y 40 toneladas diarias

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040		
Cuentas por cobrar																						
Inicio anual estimado de cuentas por cobrar (M\$)	409.332	407.283	402.349	403.232	401.206	399.200	397.204	395.213	393.224	391.236	389.247	387.257	385.266	383.274	381.281	379.287	377.292	375.296	373.299	371.301	369.302	
Fin anual estimado de cuentas por cobrar (M\$)	39.838	39.838	39.838	39.838	39.838	39.838	39.838	39.838	39.838	39.838	39.838	39.838	39.838	39.838	39.838	39.838	39.838	39.838	39.838	39.838	39.838	
Producción de flujo de caja (M\$)	3.473.000	3.473.000	3.473.000	3.473.000	3.473.000	3.473.000	3.473.000	3.473.000	3.473.000	3.473.000	3.473.000	3.473.000	3.473.000	3.473.000	3.473.000	3.473.000	3.473.000	3.473.000	3.473.000	3.473.000	3.473.000	
Consumo de caja (M\$)	41.481.820	41.481.820	41.481.820	41.481.820	41.481.820	41.481.820	41.481.820	41.481.820	41.481.820	41.481.820	41.481.820	41.481.820	41.481.820	41.481.820	41.481.820	41.481.820	41.481.820	41.481.820	41.481.820	41.481.820	41.481.820	
Total Ingresos	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	
Flujo de caja antes de impuestos	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	
Ingresos																						
Inicio anual estimado de ingresos (M\$)	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	
Fin anual estimado de ingresos (M\$)	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	
Total Ingresos	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	
Costos																						
Inicio anual estimado de costos (M\$)	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	
Fin anual estimado de costos (M\$)	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	
Total Costos	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	
Flujo de caja antes de impuestos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Impuestos																						
Inicio anual estimado de impuestos (M\$)	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	
Fin anual estimado de impuestos (M\$)	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	
Total Impuestos	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	518.425.125	
Flujo de caja después de impuestos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Flujo de caja antes de impuestos	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	
Flujo de caja después de impuestos	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	
Flujo de caja antes de impuestos	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	
Flujo de caja después de impuestos	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	3.431.518	

(a) Flujo de caja 15 toneladas diaria

(b) Flujo de caja 40 toneladas diaria

