



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

EVALUACIÓN TECNO-ECONÓMICA DE UNA PLANTA SOLAR HÍBRIDA PV+CSP PARA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

JAVIER HERNÁN PAILLAO MORENO

PROFESOR GUÍA:
FRANK DINTER

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
CARLOS FELBOL ACUÑA
RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:
FRAUNHOFER CHILE

SANTIAGO DE CHILE
2022

EVALUACIÓN TECNO-ECONÓMICA DE UNA PLANTA SOLAR HÍBRIDA PV+CSP PARA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

El trabajo de título que se pretende realizar nace de la idea de desarrollar un proyecto de energías renovables y producción de hidrógeno verde que muestre la relación entre la urgente necesidad de ayudar a revertir la crisis climática, mediante la descarbonización del país, y el constante crecimiento de los requerimientos de electricidad y combustibles, tanto en el país como en nuestro planeta. En el trabajo se tiene como objetivo la selección de una configuración adecuada para la generación estable de hidrógeno verde a partir de una planta solar híbrida, con tecnología fotovoltaica y de concentración de torre, evaluando tanto los aspectos técnicos como económicos del proyecto. El cumplimiento de lo anterior requiere los siguientes objetivos específicos: (1) realizar una revisión bibliográfica de los principales conceptos, (2) definir una locación en la región de Antofagasta y obtener sus características climáticas y solares, (3) seleccionar la tecnología y parámetros de las plantas FV y CSP para alimentar un electrolizador de 100MW, (4) establecer el método de generación de hidrógeno, incluyendo su modelo teórico y computacional y (5) realizar de una evaluación económica del proceso de producción de H_2 .

La metodología de trabajo se basa en selección de una localización para el estudio, obteniendo sus datos desde el Explorador Solar. En seguida se comienzan a definir los parámetros de diseño de los sistemas fotovoltaico y de concentración solar de torre. Luego se realiza la simulación de la planta fotovoltaica en el programa System Advisor Model (SAM), cuyos datos de generación son utilizados en Jupiter Notebook, generando una matriz de fracción de turbina que permite controlar el despacho de la tecnología CSP dentro del mismo programa SAM. Con lo anterior, se simulan diferentes configuraciones de la planta de concentración, variando el múltiplo solar entre 1.5 y 3 y las horas de almacenamiento térmico entre 8 y 20. Posteriormente, se realiza una preselección de las configuraciones más adecuada según parámetros económicos y técnicos, con las cuales se evalúa la producción de hidrógeno y se selecciona el diseño final. Finalmente se realiza una evaluación más detallada de la planta híbrida, tanto de la electricidad entregada al proceso de producción de hidrógeno verde como de la cantidad generada de este combustible, lo que lleva consigo una evaluación económica.

Del trabajo se obtiene que opción más adecuada para una planta solar híbrida de 100 MW, que permita lograr una producción estable de hidrógeno, es una la planta fotovoltaica integrada con una planta de concentración de torre con múltiplo solar 2 y 12 horas de almacenamiento térmico. Esta configuración permite generar 820.0238 GWh al año aproximadamente, con un factor de planta del 93.6% y un costo nivelado de energía de 51.74 USD/MWh, de esta forma logra generar 16,105 toneladas de hidrógeno verde al año, con un costo nivelado de hidrógeno de 4.91 USD/kg.

*Para mi Gaga,
a quien le hice esta promesa y sigue al lado mío.*

Saludos

Agradecimientos

En primer quiero agradecer a mi mamá Ivonne que siempre fue un ejemplo de alegría y perseverancia en mi vida, además de motivarme a acceder a nuevos desafíos ya sea personales, académicos o deportivos, a mi papá Claudio por hacerme reír por todo y enseñarme a ser más responsable y atento en la vida, a mi hermano Felipe por ser el mejor compañero de aventuras y a mi polola Pamela, con quien hemos podido tener una relación de mucho apoyo y amor mutuo. Gracias al Elu y mi abuelos Hilda, Ángel, María Rosario y José por su apoyo incondicional, les debo mucho, al igual que mucha de mi familia que no puedo detallar (no todos tienen la suerte de tener una familia tan unida), como lo son mis tíos, tías, primos y primas.

Puedo decir que desde que tengo memoria me he sentido una persona muy feliz y agradecida con todo mi entorno, desde personas, situaciones y experiencias. Gran parte de este sentimiento se lo debo al deporte, mis recuerdos siempre terminan llegando a una cancha de fútbol. Estoy muy agradecido de mis compañeros, amigos y profesores de equipo del colegio y más aún con mis equipos actuales, tanto de la selección de ingeniería como la selección de futsal de la U, donde he pasado penas y alegrías pero siempre disfrutando del proceso, han sido mi fortaleza mental y anímica en toda esta etapa, además de ayudarme a mejorar mi personalidad y confianza, solo espero haber entregado lo mejor de mi.

Otra gran parte se lo debo a mis mejores amigos que conocí en primer año de universidad y logramos mantenernos hasta el día de hoy juntos: Ariel, Cata, Camilo, Cami, Erick, Lucas, Nacho y Max, a mis amigos de mecánicavip, especialmente a mi parner Hugo y a mi grupo de amigos del colegio, quienes me siguieron recibiendo en sus juntas y paseos, permitiéndome ser parte de su gran unión, particularmente a Valepu, Tomy, Acevedo, Waldo, Celis, Carla, Carlos y Luciano.

Finalmente quiero agradecer a las personas que apoyaron este trabajo, tanto mi profesor guía Frank Dinter y mi coguía Carlos Felbol, pertenecientes a Fraunhofer Chile, siempre dispuestos a resolver dudas e inquietudes con la mejor disposición y profesionalismo posible, todo en un ambiente espectacularmente grato.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos	2
1.3. Alcances	3
2. Antecedentes	4
2.1. Interés del hidrógeno verde	4
2.2. Producción de Hidrógeno	5
2.2.1. Procesos termoquímicos	6
2.2.2. Procesos biológicos	9
2.2.3. Procesos electrolíticos- Electrólisis del agua	9
2.2.3.1. Electrolizadores alcalinos	11
2.2.3.2. Electrolizadores Poliméricos (PEM)	12
2.2.3.3. Electrolizadores de óxido sólido (SOEC)	13
2.2.3.4. Comparación electrolizadores	14
2.2.4. Integración con fuentes renovables	16
2.3. Energía Solar	16
2.3.1. Sistemas fotovoltaicos (PV)	18
2.3.1.1. Paneles solares o módulos	19
2.3.1.2. Inversores	20
2.3.2. Sistemas solares térmicos (SST)	21
2.3.2.1. Colectores cilindro parabólicos (CCP)	22
2.3.2.2. Disco parabólico o disco Stirling	24
2.3.2.3. Torre de receptor central	25
2.3.2.3.1 Múltiplo solar (SM)	26
2.3.2.3.2 Campo de heliostatos	26
2.3.2.3.3 Receptor	27
2.3.2.3.4 Sistema de almacenamiento térmico	28
2.3.2.3.5 Bloque de Potencia	30
2.3.2.3.6 Ventajas	31
2.3.3. Sistemas solares híbridos o mixtos	32
3. Metodología	33
3.1. Programas utilizados	35
3.1.1. Explorador Solar	35

3.1.2.	System Advisor Model (SAM)	35
3.1.3.	Jupyter Notebook (Python)	36
3.2.	Lugar de estudio	37
3.2.1.	Información del sitio	38
3.2.2.	Información del sitio sustituto	40
3.3.	Diseño de plantas	42
3.3.1.	Planta híbrida	42
3.3.2.	Planta Fotovoltaica	42
3.3.3.	Planta de Concentración por torre central	49
3.3.3.1.	Optimización de la disposición de heliostatos y de las dimensiones de torre y receptor	50
3.3.4.	Torre y receptor	54
3.3.4.1.	Fluido de transferencia de calor (HTF)	54
3.3.5.	Ciclo de potencia	56
3.3.6.	Almacenamiento	57
3.3.7.	Estrategia de generación de electricidad estable	58
3.3.7.1.	Sistema de control de despacho	59
3.4.	Simulaciones	60
3.5.	Selección de configuración	60
3.5.1.	Cálculo de indicadores	61
3.5.1.1.	Costo nivelado de energía (LCOE)	61
3.5.1.2.	Costo nivelado de hidrógeno (LCOH)	64
3.6.	Electrólisis alcalina	65
4.	Resultados y discusión	67
4.1.	Planta PV	67
4.2.	Planta CSP	69
4.2.1.	Control de despacho	69
4.2.2.	Preselección	70
4.3.	Planta solar híbrida	76
4.3.1.	Integración PV+CSP	76
4.3.2.	Cálculo de LCOE	78
4.4.	Generación de hidrógeno y LCOH	79
4.5.	Análisis de indicadores económicos	81
5.	Conclusiones	83
	Bibliografía	85
	Anexos	89
A.	Fichas técnicas equipos seleccionados	89
A.1.	Módulos	90
A.2.	Inversores	91
B.	Costos CSP ajustados	93
C.	Códigos Python	94
C.1.	Control de despacho CS	94
C.2.	Producción de hidrógeno	95
D.	Cálculo LCOE	96

Índice de Tablas

2.1.	Comparación de combustibles según su contenido energético. (Modificado de [2]).	4
2.2.	Comparación de electrolizadores actuales [3][9].	14
2.3.	Comparación módulos fotovoltaicos [12].	20
2.4.	Ventajas y desventajas de las diferentes configuraciones de inversores [13]	21
3.1.	Puntaje de localidades preseleccionadas [25].	37
3.2.	Características topográficas del sitio escogido [29].	38
3.3.	Resumen de parámetros meteorológicos y del recurso solar de Virginia [29].	38
3.4.	Características topográficas del sitio sustituto [29].	40
3.5.	Resumen de parámetros meteorológicos y del recurso solar del sitio Sustituto [29].	41
3.6.	Resumen de parámetros de diseño para dimensionamiento de planta PV.	43
3.7.	Ranking mundial de fabricantes de módulos solares.	43
3.8.	Características principales del módulo LR4-72HBD-455M.	44
3.9.	Características eléctricas STC.	44
3.10.	Parámetros de operación	44
3.11.	Parámetros y coeficientes de temperatura.	44
3.12.	Características principales inversor SC2500U[550V].	45
3.13.	Características de seguimiento y orientación.	46
3.14.	Dimensiones del arreglo y distribución de paneles.	48
3.15.	Pérdidas usadas del sistema PV.	49
3.16.	Resumen de parámetros del punto de diseño planta CSP.	49
3.17.	Propiedades de heliostatos utilizadas.	51
3.18.	Condiciones de operación de heliostatos.	52
3.19.	Pérdida por atenuación atmosférica.	53
3.20.	Restricciones de campo y configuraciones de la optimización de campo y dimensiones de planta.	54
3.21.	Propiedades sal solar (60% $NaNO_3$ 40% KNO_3) [38].	55
3.22.	Parámetros de operación y diseño del receptor.	55
3.23.	Parámetros generales de diseño ciclo de potencia.	56
3.24.	Parámetros ciclo de Rankine.	57
3.25.	Parámetros del sistema de almacenamiento térmico.	58
3.26.	Configuraciones CSP simuladas.	60
3.27.	CAPEX, OPEX y sus factores de ajuste.	64
4.1.	Desempeño de la planta de energía fotovoltaica.	68
4.2.	Dimensionamiento planta PV.	68
4.3.		70
4.4.	Área de plantas CSP.	70
4.5.	Dimensiones TES según horas de almacenamiento.	70
4.6.	Desempeño de las diferentes configuraciones CSP.	71

4.7.	Factor de planta de las plantas híbridas PV+CSP para cada una de las configuraciones CSP simuladas.	74
4.8.	Electricidad disponible anual, generación anual de hidrógeno verde y LCOH para planta híbrida en función de cada preselección CSP.	75
4.9.	Generación anual y factor de planta sistema híbrido (PV+CSP).	78
4.10.	CAPEX, OPEX y sus factores de ajuste.	78
4.11.	Evaluación costo nivelado de energía planta solar híbrida.	79
4.12.	Cálculo LCOH con la generación híbrida seleccionada.	81

Índice de Ilustraciones

2.1.	Aplicaciones del hidrógeno verde. (Fuente: Adaptado de Siemens, Power-to-X.)	5
2.2.	Producción mundial de Hidrógeno. (Tractebel-modificado por H2 Chile). . . .	6
2.3.	Esquemas del proceso de electrólisis en una celda electrolítica según tipo de electrolizador, de izquierda a derecha, alcalino, de membrana de intercambio de protones y de óxido sólido [8].	10
2.4.	Componentes de un electrolizador alcalino [8].	11
2.5.	Componentes de sistema para electrolizador poliméricos [8]	13
2.6.	Esquema simplificado electrolizador SOEC.	14
2.7.	Variación en el costo de producción de hidrógeno AWE y PEM [10].	15
2.8.	Métodos de producción de hidrógeno verde con energía solar [11]	16
2.9.	Componentes de radiación solar.	17
2.10.	Esquema de planta FV (Fuente: TERSA.)	19
2.11.	Diagrama de configuración con inversor central [15].	21
2.12.	Tecnologías de concentración de energía solar [16].	22
2.13.	Esquema de colector cilindro parabólico [17].	23
2.14.	Esquema de colector Fresnel [17].	24
2.15.	Esquema de disco parabólico [17].	24
2.16.	Esquema de una planta de torre central. (Fuente: Torresol Energy.)	26
2.17.	Esquema de una planta de torre central [16].	27
2.18.	Conceptos de receptor tubular externo (esquema izquierdo) y de cavidad (esquema derecho) [19].	28
2.19.	Límites del subsistema para tres tipos de configuraciones de bloque de potencia [22].	30
2.20.	Diagrama esquemático de un ciclo Rankine (izquierda); diagrama T-s (derecha) [16].	31
2.21.	Acciones de tecnologías CSP y su estado en todo el mundo [23].	32
3.1.	Mapa conceptual de metodología utilizada.	33
3.2.	Radiación global horizontal en Virginia a lo largo del año [29].	39
3.3.	Ciclo diario de la radiación en Virginia [29].	39
3.4.	4 perfiles del terreno de Virginia (ordenados de forma ascendente) [25].	40
3.5.	Mapa con las ubicaciones de Virginia y el lugar sustituto. (<i>Fuente: Google Earth.</i>)	41
3.6.	Esquema de generación para la alimentación de electrolizador.	42
3.7.	Esquema de seguimiento de un eje. (Fuente: SAM).	46
3.8.	Distribución. Fuente: SAM.	47
3.9.	Selección punto de diseño DNI.	50
3.10.	Valores de atenuación promedio anual para una planta termosolar de torre de 115 MW de potencia en territorio chileno [36].	53
3.11.	Ejemplo de matriz de fracción de turbina en SAM.	59

3.12.	Tendencia histórica de CAPEX, proyección histórica actual y futura para plantas solares CSP [40].	62
3.13.	Proyecciones de costos de mantención y operación (OPEX) para plantas solares CSP [40].	63
3.14.	Tendencia histórica de CAPEX, proyección histórica actual y futura para plantas PV [41].	63
3.15.	Proyecciones de costos de mantención y operación (OPEX) para plantas PV [41].	64
4.1.	Generación del sistema fotovoltaico durante todo un año.	68
4.2.	Izquierda: Matriz de control de despacho utilizada en SAM; Derecha: Fracciones de salida de turbina de cada periodo.	69
4.3.	Generación anual para cada configuración CSP.	72
4.4.	Factor de planta para cada configuración CSP.	72
4.5.	LCOE para cada configuración CSP.	73
4.6.	Factor de planta de las plantas híbridas PV+CSP para cada una de las configuraciones CSP simuladas.	74
4.7.	Generación del sistema de torre central durante todo un año.	76
4.8.	Mapa de calor planta PV.	77
4.9.	Mapa de calor planta CSP.	77
4.10.	Cantidad de h_2 producido por energía de planta híbrida.	80
4.11.	Cantidad de h_2 producido por energía de planta híbrida cada mes.	80
4.12.	Costo nivelado de hidrógeno verde [1].	81
A.1.	Ficha técnica módulos seleccionados.	90
A.2.	Ficha técnica inversor seleccionado.	91
A.3.	Continuación ficha técnica inversor seleccionado.	92
B.1.	Costos de tecnología de torre solar ajustados usados en SAM [44]	93
D.1.	Cálculo de LCOE en Excel	97

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Ningún rincón del planeta puede ser indiferente de las graves consecuencias de la contaminación y el cambio climático. El aumento de las temperaturas es el principal motivo de la degradación ambiental, los continuos desastres naturales, las condiciones meteorológicas extremas, la inseguridad tanto hídrica y la disrupción económica. Se continúan derritiendo glaciares a la vez que se alza del nivel del mar, mueren los arrecifes de coral al igual que diversas especies, se acidifican los océanos y se quemán múltiples bosques. Además, la contaminación del aire implica un riesgo, daño y/o molestia tanto para el ser humano como para la flora y la fauna. Es evidente que como sociedad se deben realizar audaces acciones colectivas por el bien del planeta.

Una de estas acciones corresponde a la descarbonización de los sistemas energéticos mundiales mediante el uso de energías renovables, que a su vez deben ser fiables, seguras y continuas para asistir a la demanda. Lo anterior cobra sentido si se toma en cuenta que el 74 % de las emisiones de gases de efecto invernadero del planeta corresponden a este sector, principalmente producidas por el uso de combustibles fósiles [1]. Sin embargo, se debe considerar que son muchos sectores usan la quema de combustibles fósiles como fuente de energía para sus diversos procesos, generando la mayor incidencia en la generación de gases efecto invernadero.

Particularmente en Chile, ya se han comenzado a tomar medidas de acción climática, teniendo el compromiso de transformarse en el único país en vías de desarrollo carbono-neutral en el año 2050. Mas aún, Chile es uno de los pocos países que está comenzando a tramitar una Ley Marco de Cambio Climático. Lo anterior, sin duda se ha visto reflejado en el significativo aumento en la generación eléctrica con fuentes renovable, llegando en el año 2020 a 36,125 GWh de un total nacional de 77,751 GWh ¹, es decir, un 46.46 % fue generado por energías renovables no convencionales (ERNC).

Dentro de la gama de energías renovables, la energía solar destaca en Chile, el cual posee los niveles más altos de radiación del mundo, permitiendo producir energía limpia y rentable. Es la energía que ha presentado mayor crecimiento en los últimos años, llegando en 2020 a

¹ Datos de Generadoras de Chile.

generar 7.638 GWh, contribuyendo al 9.28 % de la generación anual ².

La generación solar, y cualquier otro tipo de energía renovable, se puede utilizar para generar hidrógeno mediante diferentes procesos, siendo la electrólisis el más conocido. Este recurso producido al provenir de una fuente renovable se denomina hidrógeno verde. Chile tiene una oportunidad única para desarrollar una industria competitiva entorno a este recurso que permita desarrollar un energético de uso local y de exportación, buscando una economía sustentable.

El trabajo de título que se pretende realizar nace de la idea de desarrollar un proyecto de energías renovables y producción de hidrógeno verde que muestre la relación entre la urgente necesidad de ayudar a revertir la crisis climática, mediante la descarbonización del país, y el constante creciendo que han seguido teniendo los requerimientos de electricidad y combustibles tanto en país como en nuestro planeta.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

El objetivo principal del trabajo se basa en la selección de una configuración adecuada para la generación estable de hidrógeno verde a partir de una planta solar híbrida, con tecnología fotovoltaica y de concentración de torre, evaluando tanto los aspectos técnicos como económicos del proyecto.

1.2.2. Objetivos específicos

- Realizar una revisión bibliográfica de los principales métodos de producción de hidrógeno, de sistemas solares híbridos y relacionados.
- Definir una locación en la región de Antofagasta y obtener sus características climáticas y solares.
- Identificar la tecnología y parámetros de las plantas FV y CSP que mejor se adapte a las condiciones meteorológicas y los requerimientos de demanda energética.
- Definir el almacenamiento térmico necesario que se debe tener para lograr un factor de planta total del 90 % como mínimo (potencia de base) y una producción estable de hidrógeno.
- Establecer el método de generación de hidrógeno, incluyendo su modelo teórico y computacional.
- Identificar costos y beneficios, medirlos y valorarlos comparablemente mediante la realización de una evaluación económica del proceso de producción de H_2 .

² Datos de Generadoras de Chile.

1.3. Alcances

- Utilización de tecnología de generación de hidrógeno madura a nivel mundial.
- La tecnología CSP de estudio es de concentración solar por torre central.
- El proyecto se desarrolla hasta un nivel de ingeniería conceptual.
- Diseñar el sistema solar tal que alimente un electrolizador de 100 MW eléctricos.
- La evaluación económica incluye costo de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX), junto con el LCOE como indicadores económicos.

Capítulo 2

Antecedentes

2.1. Interés del hidrógeno verde

El gran interés por el hidrógeno surge debido a que es un excelente combustible ya que proporciona más energía por unidad de masa que ningún otro combustible cuya combustión, como se aprecia en la Tabla 2.1, y además, es libre de carbono, liberando solo agua como producto de la reacción. Se debe considerar que el hidrógeno es el compuesto más abundante en el universo, sin embargo, solo se encuentra en la naturaleza formando compuestos, como por ejemplo, el agua (H_2O), por lo que su utilización en estado molecular (H_2) requiere de procesos que permitan la separación de los compuestos que lo poseen.

Tabla 2.1: Comparación de combustibles según su contenido energético. (Modificado de [2]).

Combustible	Contenido energético [MJ/kg]	
	LHV	HHV
Hidrógeno gaseoso	119.96	141.88
hidrógeno gaseoso	120.04	141.77
Gas natural	47.13	52.21
Gasolina convencional	43.44	46.52
Diesel convencional	42.6	46.52
Carbón	22.73	23.09
Etanol	26.95	29.84
Metanol	20.09	22.88

La energía que se usa para la obtención de H_2 puede proceder de diferentes fuentes. Históricamente se han utilizado combustibles fósiles en la producción de este recurso, con procesos que emiten gases de efecto invernadero, sin embargo, en los últimos años se ha buscado que su producción se base en el uso de fuentes renovables, con lo cual adquiere el nombre de hidrógeno verde.

Este vector energético posee múltiples aplicaciones, como se puede apreciar en la Figura

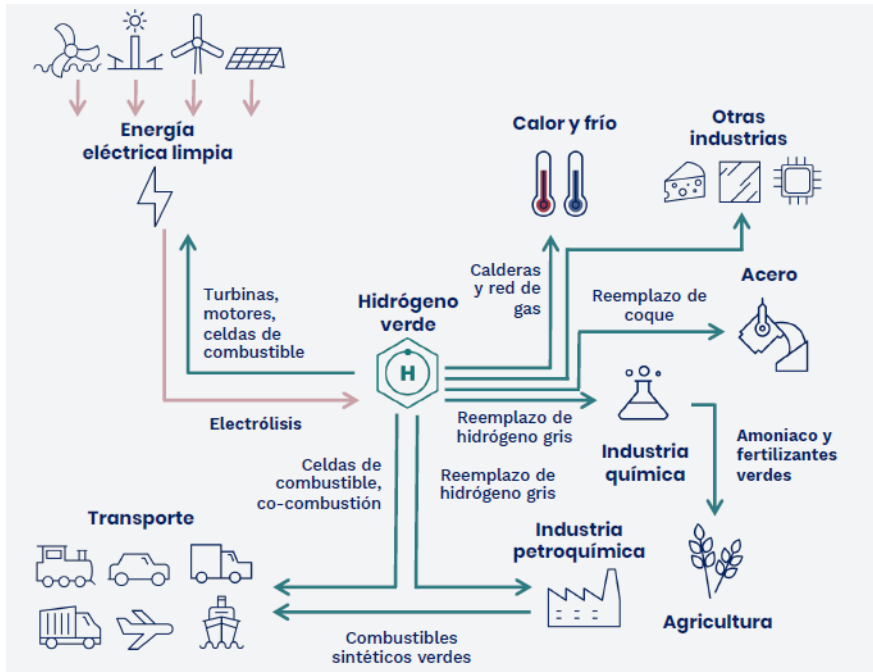


Figura 2.1: Aplicaciones del hidrógeno verde. (Fuente: Adaptado de Siemens, Power-to-X.)

2.1, destacándose su gran versatilidad. Hoy en día, el hidrógeno es principalmente utilizado como materia prima para producir productos tales como amoníaco, refinación de combustibles y en la metalurgia para la producción de acero. En transporte existen vehículos con celdas de combustibles y estanques de hidrógeno. La ventaja de estos transportes es que su carga y su autonomía son similares a un vehículo convencional, emitiendo solo agua como residuo. Además, se puede utilizar para el almacenamiento y producción de energía eléctrica y térmica, donde puede ser una gran solución a la intermitencia de generación renovable, ya que se puede producir hidrógeno en cuanto cae la demanda energética y utilizar este mismo para la generación eléctrica en cuanto los picos de la demanda asciendan.

2.2. Producción de Hidrógeno

El hidrógeno no es una fuente de energía primaria como los combustibles fósiles tales como el carbón, el petróleo, el gas natural debido a que no se puede encontrar libre en la naturaleza, por lo tanto se debe producir mediante diversos procesos, explicados más adelante, siendo un transportador de energía, o como se suele denominar “vector energético”.

Cada año se producen alrededor de 120 millones de toneladas de hidrógeno a nivel mundial, principalmente a partir de gas derivado de petróleo y carbón, de lo cual nace el nombre de “hidrógeno gris”, que juntos representan el 95% de la producción mundial. Además el hidrógeno utilizado para el refinado de petróleo crudo y para la síntesis tanto de amoníaco como de metanol representa casi el 75% del consumo de hidrógeno [3].

El hidrógeno verde puede obtenerse de mediante diferentes formas, algunas más eficientes

que otras. Los principales métodos de producción se pueden clasificar en:

- Termoquímicos: Utilizan calor y reacciones químicas para obtener el hidrógeno de combustibles convencionales o biomasa.
- Biológicos: Basados en microorganismos que pueden generar hidrógeno mediante procesos biológicos.
- Electrolíticos: Buscan disociar el agua (H_2O) en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) usando electricidad.
- Otros procesos: Incluyen la descomposición foto catalítica y biológica del agua.

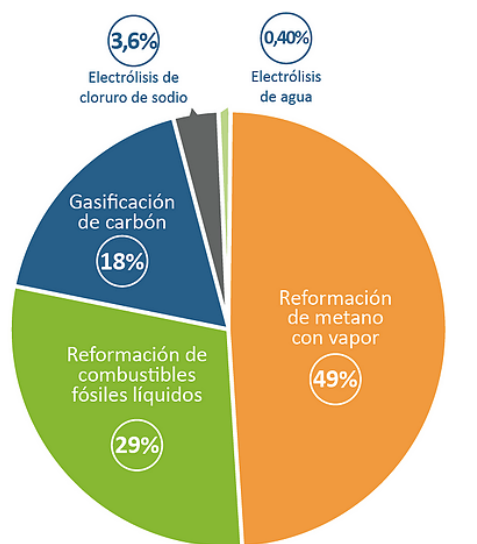


Figura 2.2: Producción mundial de Hidrógeno. (Tractebel-modificado por H2 Chile).

En la Figura 2.2 se muestran los porcentajes de producción mundial según diferentes procesos, los cuales serán explicados en detalle en las próximas secciones.

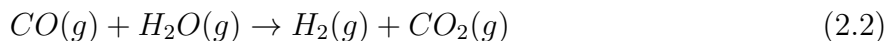
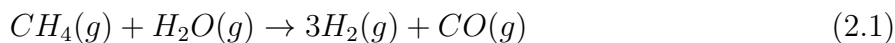
2.2.1. Procesos termoquímicos

Reformación de gas metano con vapor (SMR)

Es el método más utilizado para producir hidrógeno a partir de gas natural debido a que actualmente es el proceso más económico a gran escala [4], llegando a alcanzar el 49 % de la producción mundial, como se puede observar en la figura 2.2.

El gas natural contiene impurezas de azufre por lo que requiere una etapa previa de eliminación de este contaminante para evitar el deterioro de la actividad catalítica. A partir de esto se pueden distinguir 2 grandes etapas: en la primera el gas natural se mezcla con vapor a alta temperatura ($1200^{\circ}C$) y presión media (20 a 30 bar) sobre una superficie de catalizador, en la cual se produce una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono (CO); en

la segunda la mezcla se somete nuevamente a una reacción con vapor de agua para obtener hidrógeno y dióxido de carbono (CO_2). Las reacciones químicas de las dos principales etapas se muestran en las siguientes ecuaciones:

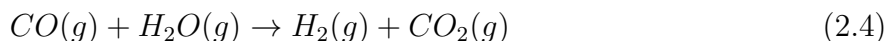
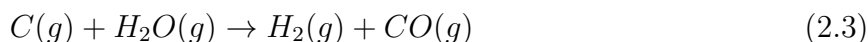


Este proceso tiene las desventajas de ser contaminante debido tanto a emisiones de dióxido de carbono y que el hidrógeno producido es de baja pureza por lo que se incorporan unidades posteriores de purificación. Además, cabe mencionar que no es un proceso aplicable a hidrocarburos pesados o con presencia de impurezas debido a la gran cantidad de energía que se requeriría para vaporizar dichos combustibles.

Gasificación del carbón

Es un proceso que se basa en convertir, parcial o completamente, el carbón en gas de síntesis. El carbón es calentado a altas temperaturas (superiores a los $1000^\circ C$) pasando a estado gaseoso, lo cual es realizado de tal manera que se evite la combustión de este.

El proceso es similar al explicado en SMR, el carbón gaseoso es mezclado con vapor de agua, generando hidrógeno y monóxido de carbono. A continuación, el CO se hace reaccionar con vapor de agua para producir hidrógeno y dióxido de carbono. Las reacciones que rigen el proceso se expresan en las ecuaciones 2.3 y 2.4.



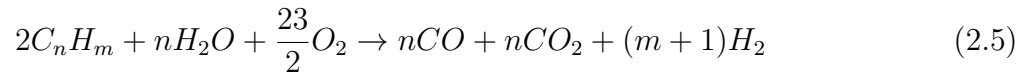
Las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono se pueden combinar con este proceso para lograr disminuir las emisiones de dióxido de carbono del proceso. En comparación con el reformado con vapor de metano, el costo de la gasificación del carbón es más alto y, por lo tanto, no se usa ampliamente [5]. Esta tecnología es aplicable a cualquier materia prima de hidrocarburos, incluidos el gas natural, la biomasa y los refinados pesados de refinería.

Oxidación parcial

Este proceso consiste en mezclar un combustible de hidrocarburo con oxígeno para producir una mezcla de hidrógeno y gas de síntesis (CO). En la oxidación parcial o POX (por sus siglas del inglés Partial Oxidation) se usan hidrocarburos pesados principalmente, incluidos brea de desasfaltado y coque de petróleo.

Los hidrocarburos se precalientan para luego mezclarse con oxígeno y vapor en una cámara de combustión a alta temperatura, generando la oxidación parcial del combustible, produciendo una mezcla de hidrógeno, monóxido y dióxido de carbono. De acuerdo al tipo de alimentación de este proceso es que se utiliza o no catalizadores para llevarse a cabo.

La reacción básica de oxidación parcial de hidrocarburos pesados es la siguiente:



La desventaja de POX es el alto contenido de emisiones de CO que emite junto con el CO₂.

Reformado auto-térmico

El proceso de reformado auto-térmico o ATR (Auto-Thermal Reforming) es una combinación entre el proceso de oxidación parcial y el reformado de gas metano con vapor, en la cual el calor que se genera luego de la oxidación parcial es transferido al proceso de reformado. El monóxido de carbono producido es desplazado con agua para producir más hidrógeno y dióxido de carbono. La materia prima del proceso puede ser el gas natural, gases residuales de refinería, gas pre-reformado, gas licuado de petróleo (GLP), nafta, entre otros.

Al ser un proceso combinado aborda el problema de bajo rendimiento de hidrógeno asociado con la POX y los altos tiempo de arranque y de respuesta asociados con el método SMR. El mejor rendimiento se explica en que al operar a temperaturas y presiones más altas, se produce gas de síntesis a presión más alta con una relación de vapor a carbono más baja. Además, el hidrógeno a alta presión, contenido en el gas de síntesis, disminuye la necesidad de compresión adicional de hidrógeno [6].

Gasificación de biomasa

La gasificación de biomasa es un proceso de oxidación parcial que consiste en convertir la biomasa en gas de síntesis en la presencia de un agente gasificador como aire, vapor, oxígeno, dióxido de carbono o una mezcla de ellos. El producto de gas de síntesis es una mezcla de CO, H₂, CH₄ y CO₂, así como luz hidrocarburos, es decir, etano y propano, e hidrocarburos más pesados como alquitranes [7].

Las reacciones que gobiernan este proceso son representadas en las ecuaciones 2.6 y 2.7.



Por otro lado, existe la denominada fermentación oscura, la cual es realizada por diferentes bacterias que consumen materia orgánica, fermentando carbohidratos para producir hidrógeno molecular. La ventaja de este proceso es que posee un alto porcentaje de producción de hidrógeno y que puede utilizar almidón, celulosa o se desechos municipales como substrato orgánico.

Descomposición térmica del agua (Termólisis)

La descomposición térmica es un proceso de disociación de la molécula del agua, es decir, se rompen sus enlaces separando el hidrógeno del oxígeno, para lo cual se debe elevar la temperatura del agua sobre los 2500°C aproximadamente. Dado que la producción directa de hidrógeno requiere estas altas temperaturas, se utilizan ciclos termodinámicos con diferentes reacciones químicas intermedias para producir hidrógeno a temperaturas más bajas, 850-1000 °C.

Para lograr este proceso se debe en poner en contacto el agua con una superficie a alta temperatura, para que absorba una gran cantidad de energía calórica y se logre la disociación. Hay que tener en cuenta que es necesario extraer rápidamente los gases resultantes o de lo contrario se puede recombinar el hidrógeno con el oxígeno ya que esta reacción es reversible, pudiendo incluso producir una reacción explosiva. Además existe complicaciones asociadas a la corrosión e intercambio de calor causada por la temperatura de operación y por los químicos utilizados.

2.2.2. Procesos biológicos

Descomposición biológica del agua

Conocido también como proceso de fotoproducción de hidrógeno, consiste en la producción de hidrógeno a través de microorganismos fotosíntesis capaces de descomponer el agua en oxígeno e hidrógeno. Ejemplos son algas como la Scenedesmus, las cuales producen hidrógeno en condiciones de baja luz visible o en ausencia de aire (anaerobia) y luz, y las cianobacterias, las cuales producen hidrógeno mediante la fermentación.

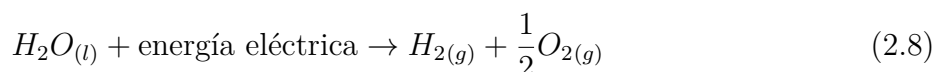
La fotoproducción tiene la desventaja de generar una menor producción de hidrógeno por unidad de peso, pero las ventajas de presentar gran estabilidad gracias a la ausencia de oxígeno y poseer un reducido costo de inversión.

2.2.3. Procesos electrolíticos- Electrólisis del agua

La electrólisis del agua es un proceso mediante el cual el agua se divide en hidrógeno y oxígeno mediante la adición de electricidad. Esta descomposición del agua es alcanzada mediante la circulación de corriente eléctrica a través de los electrodos separados por un electrolito con buena conductividad iónica. Es en el ánodo donde se forma el oxígeno, mientras que el cátodo se forma hidrógeno.

Los electrodos, el diafragma y el electrolito son los elementos que configuran una celda electrolítica, la cual es el elemento básico que compone el sistema de producción de hidrógeno, llamado electrolizador. La conexión de las celdas pueden ser en paralelo o en serie.

La reacción total para la separación del agua es la siguiente:



Hoy en día es una tecnología madura, siendo el método más conocido y limpio para obtener hidrógeno a partir del agua, permitiendo aprovechar la energía procedente de fuentes renovables. A pesar de que existen otros métodos de generación de H_2 que usan energías renovables, la electrólisis posee las siguientes ventajas [8]:

- La fuente primaria para la ruptura de la molécula de agua es la electricidad, lo que implica gran flexibilidad para ser integrada con las distintas tecnologías de producción de energías renovables.
- La electrólisis tiene la capacidad de operar en cargas parciales y variar la carga de forma muy rápida, reforzando aún más la facilidad para acoplarse con sistemas renovables y pudiendo ser utilizada tanto para producción centralizada como descentralizada.
- Posibilidad de usarse como parte de un sistema de almacenamiento de energía en forma de hidrógeno, permitiendo la gestión óptima de micro redes y redes inteligentes.
- El hidrógeno que se produce en el proceso es un alto grado de pureza y apto para el uso en todas las aplicaciones, incluidas las de pilas de combustible.
- Hoy en día es una tecnología disponible en el mercado con costos aceptables y eficiencias mayores que el resto de las tecnologías en desarrollo.

El agua utilizada durante el proceso debe ser tratada previamente logrando un nivel de pureza tal, que evite la deposición de minerales y el consiguiente deterioro de los elementos de las celdas.

Existen diferentes tecnologías de electrólisis de agua disponibles, tanto a escala de industrial como de laboratorio, difiriendo principalmente en el tipo de electrolito utilizado en la celda. De esta forma los principales equipos disponibles comercialmente: (1) Electrolizadores alcalinos (AWE), (2) Electrolizadores de Membrana de intercambio de protones (PEM) y (3) Electrolizadores de óxido sólido (SOE). Los procesos de cada tipo de electrolizador difieren además en la temperatura de operación, la electrólisis se puede realizar a baja temperatura, a través AWE Y PEM, o a alta temperatura, empleando para ello SOE.

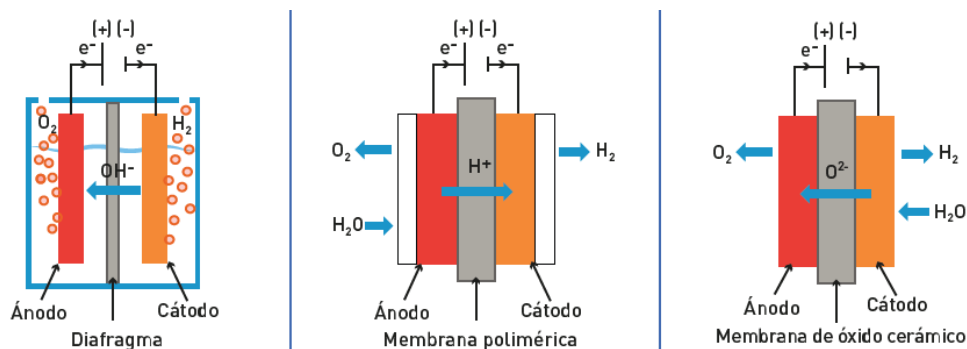


Figura 2.3: Esquemas del proceso de electrólisis en una celda electrolítica según tipo de electrolizador, de izquierda a derecha, alcalino, de membrana de intercambio de protones y de óxido sólido [8].

En la figura 2.3 se puede apreciar el esquema del proceso de electrólisis en los diferentes tipos de electrolizadores mencionados anteriormente.

2.2.3.1. Electrolizadores alcalinos

Este tipo de electrolizadores utilizan un líquido electrolítico de solución acuosa de hidróxido de potasio (KOH), siendo considerados una tecnología madura y cuyas instalaciones de electrólisis hasta la escala de megavatios (MW) de energía eléctrica ya están disponibles comercialmente [9]. Como se aprecia en la Tabla 2.2, la temperatura en operación se encuentra entre 70 y 90 °C, mientras que la presión suele ser atmosférica, pero puede ser hasta 30 bar. Los niveles de pureza de H_2 que se pueden conseguir son superiores a 99,5 %, poseen una vida útil de aproximadamente 50000 horas y celdas con eficiencia entre el 50 y 78 %.

Uno de los componentes clave de una celda de electrólisis alcalina es el diafragma. Hasta mediados de la década de 1970 se utilizó diafragmas porosos base de amianto pero fueron prohibidos debido a que poseía riesgos de salud asociados y es permeable a los gases disueltos y burbujas de gas. Con el tiempo se han ido desarrollando varios materiales alternativo, como por ejemplo, membranas de tipo de intercambio iónico inorgánico IMET®, las cuales son utilizadas por Hydrogenics Corporation en electrolizadores modulares HySTAT™, cuya pureza del hidrógeno producido es > 99,999 %. Cabe mencionar que otras compañías ahora también están desarrollando y produciendo electrolizadores alcalinos como lo son NEL (Noruega), MacPhy (Francia), ErreDue (Italia), Enapter (Italia) y algunos otros [9].

A pesar de que el corazón del sistema de electrólisis es el stack, el cual es el elemento en donde se producen las reacciones responsables de la generación de hidrógeno y oxígeno, se requiere una serie de sistemas auxiliare, llamados balance de planta (BoP), lo cuales aseguran tanto el correcto funcionamiento de dicho stack como la obtención de los gases en las condiciones óptimas. En la Figura 2.4 se aprecian los distintos subsistemas de un electrolizador alcalino, los cuales son descritos a continuación.

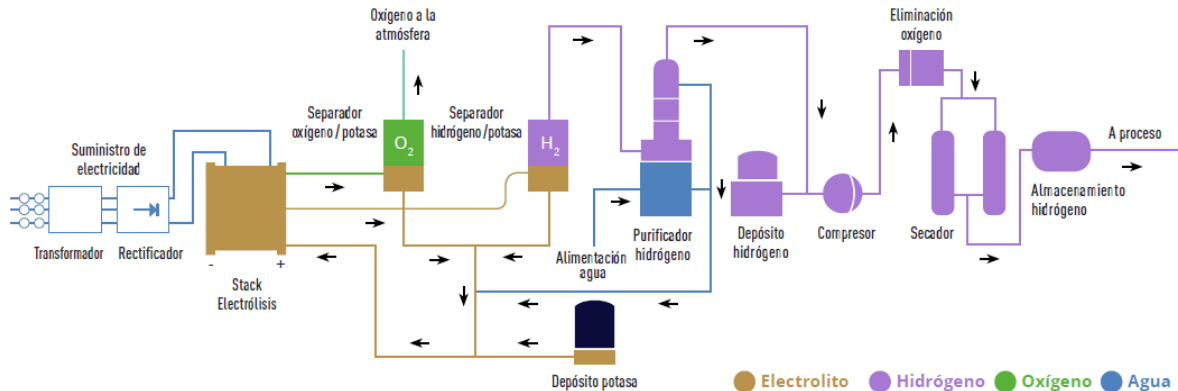


Figura 2.4: Componentes de un electrolizador alcalino [8].

- Sistema de producción de gases: Es aquel donde ocurre el proceso de la electrólisis del agua, es decir, está formado por el stack. Luego, el O_2 y H_2 son transportados hasta el sistema de separación de gases.
- Sistema de separación de gases: Es el encargado de separar los gases producidos del electrolito a través de depósitos separadores, donde el electrolito se hace recircular en el sistema, mientras que el gas se traslada a la etapa de purificación y secado.

- Sistema de eliminación de arrastre de electrolito y secado de las corrientes: Las corrientes gaseosas O_2 y H_2 que abandonan los separadores, y previo a purificarse, pasan a través de un sistema de filtros de coalescencia, el cual permiten eliminar el electrolito arrastrado, y posteriormente pasan por unos filtros desecantes con el fin de eliminar la humedad restante.
- Sistema de purificación y secado: Incluye un reactor de-oxo que posee un catalizador de paladio, en el cual oxígeno residual reacciona con el hidrógeno, produciendo vapor de agua y extrayéndolo luego de ser condensado. Este proceso busca entonces la obtención de hidrógeno con la mayor pureza posible.
- Sistema de agua desionizada: El agua que debe suministrarse al stack, y que se debe ir reponiendo constantemente ya que se va consumiendo en el proceso, es agua desionizada con la pureza y conductividad necesarias, evitando la contaminación de los componentes del stack.
- Sistema de gestión térmica: Debido a que existe irreversibilidades en el proceso una cantidad significativa de la electricidad al stack se transforma en calor, razón que explica la utilización sistema de refrigeración (circulación del electrolito) para mantener la temperatura a una temperatura adecuada y que evita la degradación de los componentes del stack.
- Sistema de control de presión: Controla mediante válvulas reguladoras la presión que se logra alcanzar a medida que se retienen los gases en el sistema de oxígeno e hidrógeno.
- Sistema de monitorización y control: Posee como objetivo realizar las acciones que permitan un adecuado y seguro funcionamiento del sistema tomando como base los datos recolectados por sensores y transductores.
- Sistema de electrónica de potencia: Es el encargado de regular los rangos de tensión e intensidad de la energía eléctrica proveniente de las fuentes de alimentación del stack para que sean las adecuadas según la tecnología.

2.2.3.2. Electrolizadores Poliméricos (PEM)

Este tipo de electrolizador utiliza, como su nombre indica, una membrana polimérica con carácter ácido, la cual es la que cumple la función de hacer intercambio de protones de hidrógeno. Los electrodos suelen ser metales nobles como el iridio o el platino. Esta tecnología ya está disponible comercialmente a escala de varios MW, sin embargo, aún se necesitan varias mejoras, como por ejemplo no usar un metal noble, para reducir el costo del hidrógeno electrolítico al rango de interés (aproximadamente 5.66 USD/kg) para aplicaciones de movilidad en los países europeos [9].

Con los electrolizadores PEM se pueden alcanzar una pureza del hidrógeno usualmente mayor a la de los electrolizadores alcalinos, sobre 99,99 vol. % sin la necesidad de equipos auxiliares. En modo operativo oscilan entre 50 y 80 °C y generalmente a una presión menor a 70 bar, como se aprecia en la Tabla 2.2. Estos sistemas tienen una eficiencia entre 50 y 60 %, con una vida útil de aproximadamente entre las 30,000 y 60,000 horas.

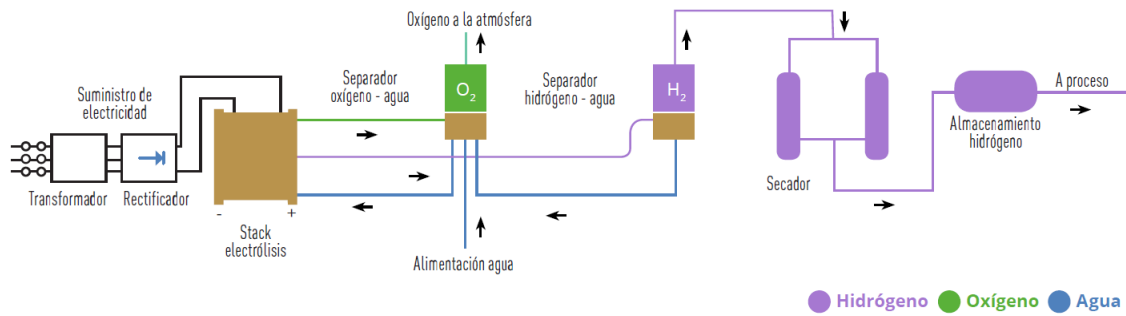


Figura 2.5: Componentes de sistema para electrolizador poliméricos [8]

Al igual que para AWE es necesario un grupo de sistemas auxiliares que permitan controlar los parámetros de operación, maximizar su eficiencia y hacerlo funcionar de manera segura. Los componentes que constituyen el balance de planta (BoP) se pueden apreciar en la Figura 2.5 y son descritos a continuación:

- Sistema de acondicionamiento de la energía eléctrica: Cumple la función de aportar y acondicionar la energía eléctrica hacia el stack para que existan las condiciones deseadas en la reacción de electrólisis.
- Sistema de alimentación de agua: Entrega y controla el agua que llega al stack, la cual debe poseer cierto nivel de purificación (menor a $2\mu S/cm^2$ usualmente).
- Sistema de gestión de productos o purificación de gases: Este sistema auxiliar incluye las líneas de gases (O_2 y H_2), cuyo principal objetivo es la purificación de las corrientes gaseosas, así como el control de presión.
- Sistema de monitorización y control: Es un conjunto sensores que entregan información acerca del estado de la celda tanto para monitoreo como para la acción de actuadores.

2.2.3.3. Electrolizadores de óxido sólido (SOEC)

Los electrolizadores de óxido sólido, conocidos por su siglas en inglés como SOEC, poseen una tecnología más avanzada que permite la electrólisis del agua a altas temperaturas, entre 650-1000 °C, resultando en un proceso con mayor eficiencia que los dispositivos anteriores. Las eficiencias actuales se encuentran en el rango de 74-81 %, con una vida útil entre 10,000 y 30,000 horas.

La Figura 2.6 muestra un esquema simplificado de su funcionamiento, con los diferentes subsistemas que forman parte del balance de planta que permite al equipo funcionar de forma correcta.

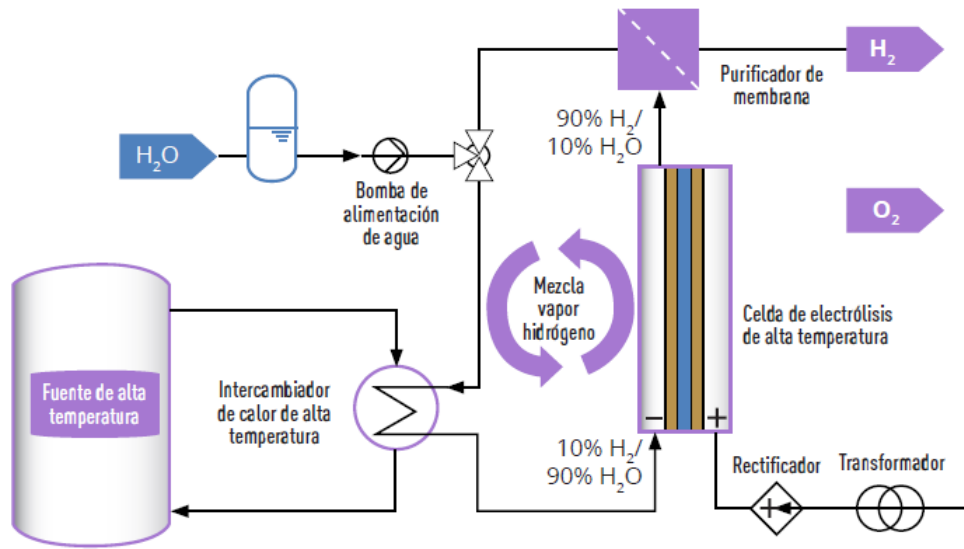


Figura 2.6: Esquema simplificado electrolizador SOEC.

Esta tecnología se vuelve atractiva cuando existe una fuente de temperatura, por ejemplo, en aplicaciones combinadas de calor y potencia. Se ha mostrado que fuentes de geotermia, centrales de concentración solar o reactores nucleares podrían aportar calor para estos dispositivos.

2.2.3.4. Comparación electrolizadores

A continuación se comparan las tecnologías de electrolizadores mencionadas anteriormente.

Tabla 2.2: Comparación de electrolizadores actuales [3][9].

Tecnología	Tipo de electrolizador	AWE	PEM	SOEC
		Estado	Comercial	Comercial
Condiciones de operación	Temperatura [°C]	60-80	50-80	650-1000
	Presión [bar]	1-30	30-80	1
Parámetro de costos	CAPEX [USD/kW]	500-1400	1100-1800	2800-5600
	Vida stack [hr]	60,000-90,000	30,000-90,000	10,000-30,000
	Eficiencia eléctrica [%]	63-70	50-60	74-81
Flexibilidad	Rango de carga [%]	15-100	0-160	30-125
	Puesta en marcha [min]	1-10	0.017-5	-
	Rampa [%/seg]	0.2-20	100	-
	Apagado [min]	1-10	<1	-

Los electrolizadores alcalinos ya están en el etapa comercial, tienen una eficiencia ligeramente más alta que los electrolizadores PEM y tienen costos de inversión más bajos (incluso si PEM se acerca a valores similares). Además los alcalinos se benefician de un diseño de sistema simple (incluso si la purificación de hidrógeno aguas abajo es más compleja que para

PEM). Sin embargo, tienen la desventaja de operar con una densidad de corriente más baja, por lo que necesitan una huella más grande y, además, no responde de manera rápida a fluctuaciones de alimentación, como se aprecia en los parámetros de flexibilidad de la Tabla 2.2.

La tecnología de electrolizadores PEM aún está por detrás de los alcalinos en términos de eficiencia y costo, pero podrían alcanzar el mismo rendimiento con pronto debido al progreso de investigaciones. La ventajas son que los electrolizadores PEM ocupan entre un 20 y 25 % menos espacio que los alcalinos, con una huella física más pequeña que los alcalinos. En términos de funcionamiento dinámico cuando están conectados a la red eléctrica, son más flexibles que los alcalinos, como se aprecia en la Tabla 2.2, teniendo una puesta en marcha más rápida por ejemplo.

Se debe destacar que como PEM no posee la misma madurez que lo AWE, implica que falta aún por verificarse su vida útil y los efectos del funcionamiento en condiciones industriales. Además, hay que tomar en cuenta que los materiales necesarios para los electrodos de estos electrolizadores, el platino y el iridio, en un futuro podrían limitar la ampliación de esta tecnología debido a que la producción mundial actual de iridio podría soportar un despliegue anual de hasta 7 GW / año como máximo [3].

En la Figura 2.7 se puede apreciar la proyección de los costos nivelado de hidrógeno, el cual contabiliza todos los costos de capital y operativos de la producción de hidrógeno (concepto explicado en mayor detalle en la sección 3.5.1.2), reflejando con claridad que incluso en los próximos años la producción de hidrógeno verde será siendo más barata a través de electrolizadores alcalinos, aunque la brecha se irá reduciendo poco a poco.

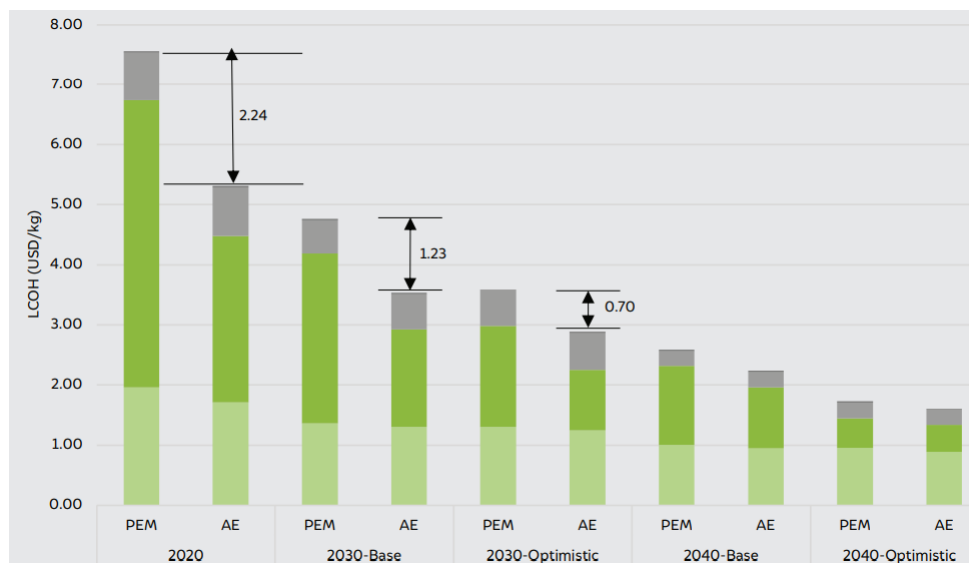


Figura 2.7: Variación en el costo de producción de hidrógeno AWE y PEM [10].

En el análisis, más allá del cuadro comparativo, no se considera los electrolizadores SOEC debido a que aún les queda desarrollo para implementarse comercialmente.

2.2.4. Integración con fuentes renovables

La utilización de energía renovables como fuente de energía para estos procesos permite no solo ayudar al proceso de descarbonización sino que aprovechar el gran potencial de Chile que tiene para ser el país con menor costos nivelado de producción de hidrógeno verde del mundo en el año 2030 [1].

Particularmente el uso de energía solar, posee variadas formas de producción de H_2 , como se observa en la Figura 2.8. La energía eléctrica producida con sistemas fotovoltaicos puede alimentar la electrólisis a temperatura ambiente. Por otro lado, los sistemas de torre central pueden aprovechar su generación eléctrica y calor para producir H_2 por electrólisis a temperatura ambiente o alta temperatura, o para termólisis directa.

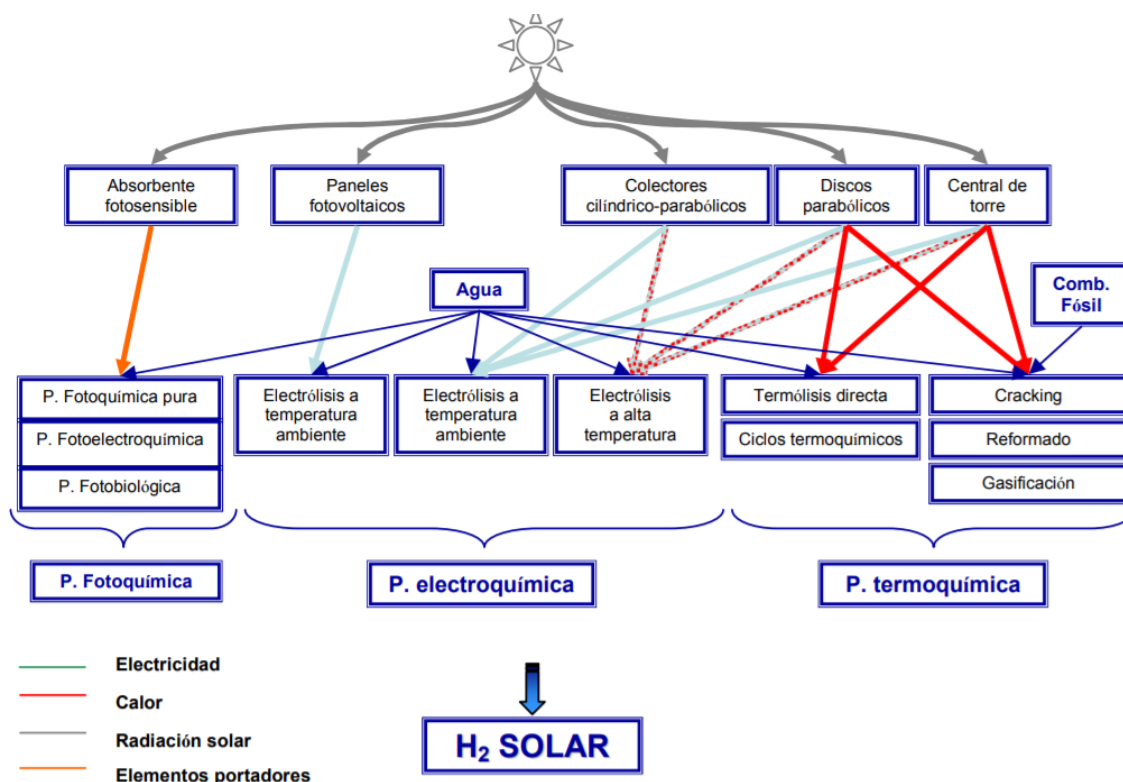


Figura 2.8: Métodos de producción de hidrógeno verde con energía solar [11]

2.3. Energía Solar

Durante las últimas décadas los costos de la tecnología solar han disminuido y por ende la capacidad instalada ha aumentado notablemente. En el mundo en 2010 existían 250 GW de instalaciones solares mientras que en el año 2019 se alcanzaron los 651 GW de capacidad instalada³.

La energía solar es una energía renovable que utiliza la radiación electromagnética proveniente del sol. El término de radiación solar se refiere a la cantidad de energía solar que

³ Datos de revista Electricidad.

incide por unidad de área y tiempo, siendo el principal criterio para seleccionar el lugar de ubicación de una planta solar, mientras más alto sea este valor, mejor será el potencial para el sistema. Se suele medir en kWh/m^2 .

La radiación posee 3 componentes principales:

- Radiación directa
- Radiación difusa
- Radiación reflejada

La atmósfera absorbe y dispersa selectivamente la radiación solar, cambiando el flujo y la calidad del espectro que incide en la superficie terrestre. La radiación dispersada, a su vez, es dispersada a otras regiones del cielo antes de salir de la atmósfera o alcanzar la superficie terrestre y el resultado del proceso es conocido como radiación difusa. La radiación reflejada o de albedo es aquella que llega a la superficie terrestre y es reflejada por esta. Por último, la radiación que no presenta modificaciones al pasar por la atmósfera se denomina radiación directa y al ser medida de manera perpendicular a una superficie se denomina DNI (direct normal irradiance).

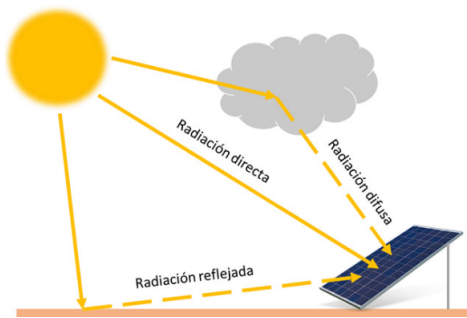


Figura 2.9: Componentes de radiación solar.

La suma de las cantidades de radiación directa normal y la radiación difusa recibida en una superficie horizontal (DHI) se denomina radiación global o GHI (global horizontal irradiance). GHI, DHI y DNI son parámetros importantes en el diseño de sistemas solares ya que permiten evaluar la calidad del recurso como se verá más adelante.

$$GHI = DNI * \cos(\theta_z) + DHI \quad (2.9)$$

Donde θ_z es el ángulo cenital formado por la línea Tierra-Sol con la vertical en el punto del observador, para una fecha, hora y lugar específico.

Existen varias formas de recolectar y usar la radiación solar para producir energía, las cuales se pueden clasificar básicamente fotovoltaica y solar térmica, las cuales serán detalladas en las siguientes secciones.

2.3.1. Sistemas fotovoltaicos (PV)

Estos sistemas obtienen energía solar al convertir la radiación global en corriente continua mediante dispositivos llamados celdas fotovoltaicas, las cuales operan en base al efecto fotoeléctrico. El efecto fotoeléctrico es aquel en donde ciertos materiales (semiconductores) son capaces de absorber partículas lumínicas, definidas como fotones, para luego transmitir energía cinética para desplazarse en el interior del panel, generando una corriente eléctrica. La unión de celdas en serie o paralelo da lugar a un módulo o panel fotovoltaico.

Los sistemas fotovoltaicos tienen las ventajas de ser confiables, simples en su instalación y operación respecto a otros sistemas, además de las características propias solares de ser renovable y limpia. Sin embargo, posee la desventaja de que la energía obtenida es intermitente ya que naturalmente la radiación solar fluctúa en el tiempo. El problema anterior puede ser solucionado con la utilización de baterías.

Una de las clasificaciones para estos sistemas consiste en si están o no conectados a la red. Los que no están conectados trabajan de manera aislada y pueden usarse en lugares remotos para satisfacer demandas de iluminación, servicios de apoyo, sistemas de riego, entre otros. Mientras que el caso de los sistemas conectados a la red la energía generada por la planta fotovoltaica es entregada de manera parcial o total a la red eléctrica.

El sistema fotovoltaico desarrollado en el trabajo es una planta fotovoltaica por lo que se detalla con mayor precisión y cuyo esquema general se aprecia en la Figura 2.10. Una planta solar puede llegar a ser una instalación muy grande pero relativamente sencilla comparado a otras energías. Es importante reconocer sus principales elementos para lograr comprender su funcionamiento.

1. Módulos o paneles fotovoltaicos: Como ya se mencionó, cumplen la función de transformar la radiación solar en energía eléctrica, en corriente continua.
2. Strings(ramas) y arrays: Al unir un grupo de paneles fotovoltaicos en serie se forma una rama o string, mientras que al conectar en paralelo varios strings se forma un array. Esto se hace para controlar el voltaje y la intensidad de la corriente respectivamente, lo que permite el dimensionamiento de la planta.
3. Inversores: Estos equipos son los encargados de transformar la corriente continua, producida por los paneles, en corriente alterna.
4. Transformadores: Adaptan la corriente alterna que entregan los inversores, la cual es de baja tensión, a las condiciones necesarias de la red eléctrica, subiéndola a media tensión (36kV) .
5. Estructuras: Elementos en los cuales van montados los módulos. Suelen ser de aluminio y pueden o no tener inclinación. Además pueden poseer sistemas de rastreo solar para mejorar la captación.

Cabe recalcar que en los casos donde las central fotovoltaica requieren almacenar la energía para posterior uso, se pueden usar baterías, lo cual en la actualidad sigue siendo muy costoso.

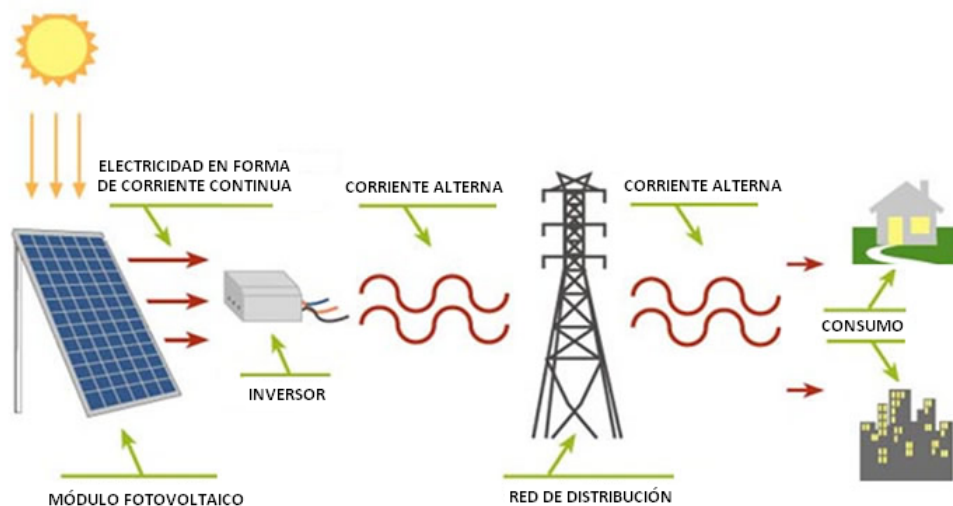


Figura 2.10: Esquema de planta FV (Fuente: TERSA.)

En las siguientes subsecciones se detallarán de mejor manera algunos de los componentes que requieren mayor comprensión de una planta fotovoltaica.

2.3.1.1. Paneles solares o módulos

Estos sistemas obtienen energía solar al convertir la radiación global en corriente continua mediante dispositivos llamados celdas fotovoltaicas, las cuales operan en base al efecto fotoeléctrico. El efecto fotoeléctrico es aquel en donde ciertos materiales (semiconductores) son capaces de absorber partículas lumínicas, definidas como fotones, para luego transmitir energía cinética para desplazarse en el interior del panel, generando una corriente eléctrica. La unión de celdas en serie o paralelo da lugar a un módulo o panel fotovoltaico.

Uno de los materiales más utilizado para la fabricación de celdas es el silicio (Si), el cual es dopado en positivo y negativo con boro y otros materiales para hacer más grande su flujo de electrones.

Existen diferentes tipos de paneles fotovoltaicos, los cuales se clasifican de la siguiente forma:

- **Monocristalinos** : Las células monocristalinas de estos paneles están hechas con silicio de muy alta pureza, por lo que presentan un mejor rendimiento. Poseen la ventaja de poseer una vida útil muy larga, entre 25 y 50 años, lo que dispara su rentabilidad. Sin embargo, al necesitar una mayor cantidad de silicio, el precio es superior a las placas solares fabricadas con silicio policristalino.

Se pueden diferenciar de lo demás por su tono azul oscuro o negro y sus bordes con forma redondeada.

- **Policristalinos**: El proceso de producción de las celdas de estos paneles, los cuales suelen ser de un azul claro, son de menor coste debido a que se utiliza una cantidad mucho menor de silicio y con menos pérdida de material, lo cual repercute de manera positiva en su precio final.

El problema que tienen es toleran peor el calor, lo que implica una menor eficiencia respecto a paneles monocristalinos, siendo menos recomendable para áreas cálidas. Junto a lo anterior, se suma que para compensar la menor eficiencia se requiere más espacio y cantidad de paneles para obtener el mismo rendimiento que una instalación menor de paneles monocristalinos.

- **Capa fina o amorfa:** Estos módulos son fabricados en vidrio templado con una capa muy fina de una emulsión especial de «tinta» fotovoltaica, siendo más económico que en los casos anteriores pero su rendimiento es bastante inferior. Nuevamente, para igualar la generación con paneles mono o policristalinos se requeriría una mayor cantidad y superficie.
- **Bifaciales:** En el caso de estos paneles, las células con las que son fabricadas son sensibles a la luz en ambos lados. A diferencia de la lámina posterior opaca que se incluye en el panel solar monofacial (como en todos los casos anteriores), los bifaciales están fabricados con una lámina posterior transparente o de vidrio templado doble. Los paneles bifaciales suelen estar hechos de células monocristalinas, pero también se puede usar policristalino.

La Tabla 2.3 muestra la comparación de eficiencia entre los diferentes tipos de paneles mencionados.

Tabla 2.3: Comparación módulos fotovoltaicos [12].

Tipo de panel	Eficiencia [%]
Monocristalino	17-23
Policristalino	16-19
Capa Fina o Amorfa	8-16

2.3.1.2. Inversores

Este elemento de los sistemas PV, encargados de transformar la corriente continua generada en los módulos en corriente alterna, pueden tener distintas configuraciones dentro de la planta, las cuales son:

- Configuración de un inversor por string
- Configuración de un inversor por módulo
- Configuración de inversor central

Las ventajas y desventajas de cada una de las configuraciones mencionadas son resumidas en la Tabla 2.4.

La configuración de inversor centralizado es la más utilizada en plantas fotovoltaicas a gran escala debido a su simplicidad y bajo costo de instalación [14]. Esta configuración, mostrada en la Figura 2.11, consta de varios módulos fotovoltaicos conectados en serie para formar

Tabla 2.4: Ventajas y desventajas de las diferentes configuraciones de inversores [13]

Inversor Central	Inversor por string	Inversor por módulo
Altas pérdidas por mismatching	Bajas pérdidas por mismatching	Bajas pérdidas por mismatching
Un MPP común	Un MPP por string	Un MPP por módulo
Simple	Diodos de string no son necesarios	Diodos de string no son necesarios
Bajo costo	Caro	Muy caro

una cadena, a su vez, las distintas cadenas son conectadas en paralelo y un inversor central las une entre ellas. Esta configuración permite la conversión de una sola etapa porque la energía de la corriente continua de los módulos pasa por un paso para convertirse en energía de corriente alterna.

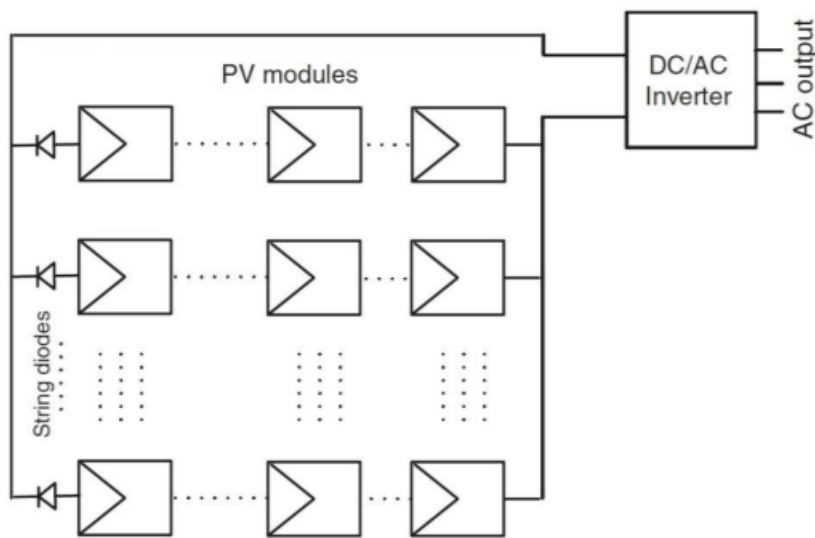


Figura 2.11: Diagrama de configuración con inversor central [15].

2.3.2. Sistemas solares térmicos (SST)

Esta tecnología también presentan intermitencia en la producción de energía, sin embargo, puede ser corregido mediante el uso de almacenamiento térmico . La principal diferencia con los sistemas fotovoltaicos se basa en convertir la radiación solar en energía térmica, la cual se puede usar directamente para calentar fluidos o generar electricidad luego de su almacenamiento.

Los sistemas solares térmicos se pueden dividir sistemas solares de baja o alta temperatura. Los primeros se basan en el aprovechamiento de la radiación solar, particularmente GHI para la producir agua caliente, ya se para agua caliente sanitaria (ACS, por sus siglas en español) como para calefacción, siendo aplicables en el área domestica o en el sector terciario. Las temperaturas de operación de los sistemas térmicos de baja temperatura oscilan entre 40 y 60°C. Por otro lado, los de alta temperatura usan energía solar concentrada (CSP, por sus siglas en inglés) para generar calor, transferirlo a un fluido térmico caloportador (HTF, por

sus siglas en inglés) y usarlo en un ciclo termodinámico, que en la mayoría de los casos es un ciclo de Rankine, en donde se genera vapor para hacer funcionar una turbina y producir energía eléctrica.

Debido a que estos sistemas de concentración captan la radiación directa se requiere la disponibilidad de altos niveles de radiación solar directa (condiciones de cielos despejados).

La geometría de estas tecnologías logra reducir las pérdidas y mantener altas temperaturas, esto es debido a que mantiene una menor área de pérdida en comparación con los sistemas sin concentración o de baja temperatura.

En el caso de los sistemas solares térmicos de alta temperatura existen diversos tipos según el tipo de captación y concentración de la energía solar. Los concentradores solares son los que producen la energía térmica partir de la componente directa de la radiación, lo cual se logra gracias a la concentración de los rayos del sol. Existen diferentes tipos de tecnologías de concentración, los cuales se pueden apreciar en la Figura 2.12, pudiéndose distinguir dos tipos de tecnologías de concentración:

- Sistemas de concentración lineal: La radiación solar se concentra en una línea, con niveles típicos de concentración de hasta 100. Utilizan colectores cilindro- parabólicos o colectores fresnel.
- Sistemas de concentración puntual: La radiación solar se concentra en un punto, con niveles típicos de concentración de hasta 1000. Incluyen discos-parabólicos y las torre solares.

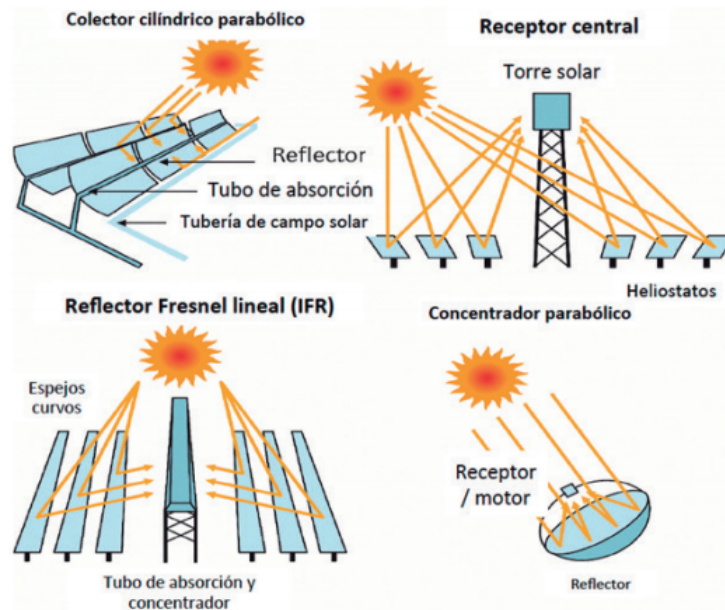


Figura 2.12: Tecnologías de concentración de energía solar [16].

2.3.2.1. Colectores cilindro parabólicos (CCP)

Este tipo de captación consiste en el uso de una superficie reflectante con forma de cilindro parabólico, la cual concentra la radiación solar directa en una línea correspondiente al foco

de la parábola. A lo largo de esta línea de concentración de energía se encuentra un tubo absorbedor por el cual circula un fluido caloportador, el cual se calienta, es llevado hasta un intercambiador de calor que provee calor a algún proceso industrial o para generar vapor en un ciclo termodinámico para la generación de electricidad.

Estos sistemas pueden alcanzar temperaturas de hasta 400°C cuando poseen buena eficiencia [17], para lo cual se suele usar un tubo de vidrio cubierto por un tubo de metal negro, con mucha absorptividad y poca disipación de radiación térmica, que se encuentra colocado en la línea focal del receptor (ver Figura 2.13).

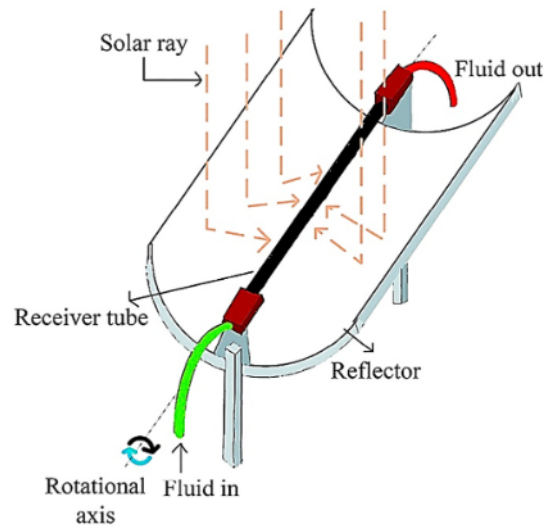


Figura 2.13: Esquema de colector cilindro parabólico [17].

Colectores Lineales Fresnel (CLF)

Los colectores Fresnel son similares a los CCP ya que cuentan con un receptor lineal, sin embargo, están compuestos por una serie de reflectores o espejos alargados que pueden ser planos o levemente curvados (ver Figura 2.15). En comparación con los CPP estos reflectores generalmente son más económicos que los PTC porque se utilizan reflectores planos o de forma redondeada elástica y se montan en el suelo, lo que también reduce el costo de montaje, pero a su vez, los CLF poseen menor razón de concentración, funcionan con menor eficiencia y se alcanzan temperaturas de funcionamiento más bajas (hasta aproximadamente 300°C) [17].

También pueden contar con sistema de seguimiento solar en un eje, lo que les permite captar la cantidad de radiación posible durante las horas de sol.

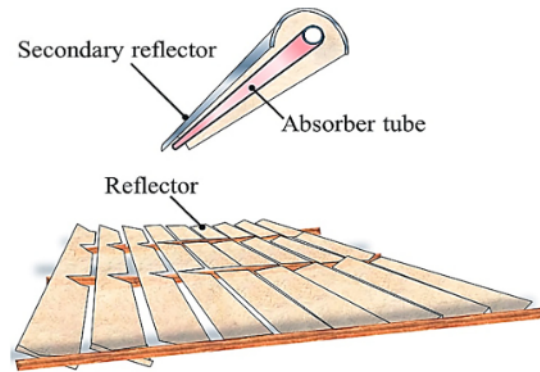


Figura 2.14: Esquema de colector Fresnel [17].

En los diseños más modernos se tienen colectores Fresnel que operan de manera directa con agua o con sales fundidas, más aun, en algunas plantas piloto se han registrado temperaturas de hasta 500°C para el vapor sobrecalentado [18].

2.3.2.2. Disco parabólico o disco Stirling

Están compuestos por un disco parabólico único, con diámetros de apertura desde los 7 a los 17 metros, que refleja la radiación solar a un punto focal donde se encuentra ubicado un motor Stirling, el cual es un motor térmico que funciona por expansión y compresión de un fluido de trabajo para generar energía mecánica y posteriormente energía eléctrica.

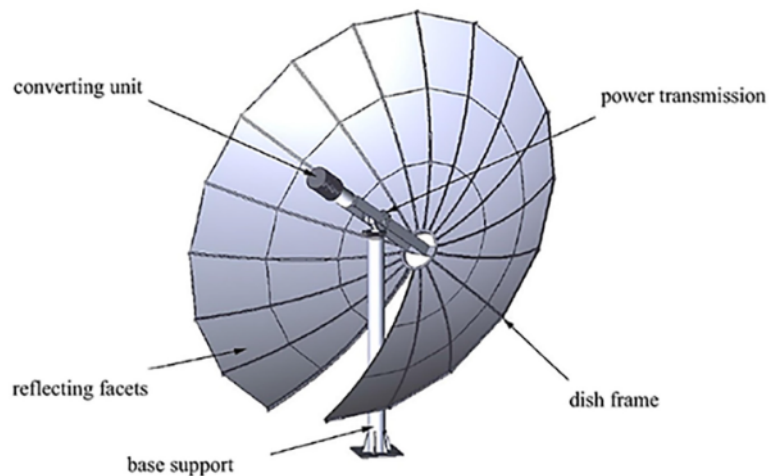


Figura 2.15: Esquema de disco parabólico [17].

A diferencia de los demás sistemas de captación, requiere de seguimiento en 2 ejes de la posición del sol, y su principal ventaja radica en sus altos factores de concentración (de entre 600 y 2000 [17]), que se traducen en temperaturas más altas. Sin embargo, su tecnología se encuentra aún en fase de desarrollo, y hasta el momento no han sido una tecnología apropiada para aplicaciones en gran escala.

2.3.2.3. Torre de receptor central

Como se mencionó en los objetivos del trabajo, se utiliza esta tecnología para la central térmica a diseñar razón por la cual se profundizará en mayor grado que los sistemas de captación previos.

Una planta termosolar de torre central consta de un campo donde se distribuye un conjunto de helióstatos (espejos planos o levemente curvados) alrededor de una torre, la cual alberga un receptor encargado de captar los rayos reflejados por los espejos (concentración puntual), logrando alcanzar altas temperaturas en el receptor. Por el interior de este receptor circula un fluido térmico de trabajo o HTF, que suele ser una mezcla de sales fundidas, el cual posee la función de absorber esta radiación, calentarse generalmente a temperaturas superiores a los 500°C [16] y transportar la energía en forma de calor. Posteriormente, el fluido es transportado por conductos aislados hacia intercambiadores de calor donde se transfiere su energía térmica hacia conductos de agua para generar vapor a alta presión. Finalmente, el vapor es usado mover una turbina, cuyo eje está conectado con un generador eléctrico para producir energía eléctrica.

El receptor central es muy eficiente para altas temperaturas debido a un solo receptor y tiene una relación de concentración de 300-1500, lo cual implica que pueden ser operados para producir un rango de temperaturas muy altas hasta 2000°C [17].

El funcionamiento y las partes principales de este tipo de plantas se puede apreciar de mejor manera en el esquema de la Figura 2.16.

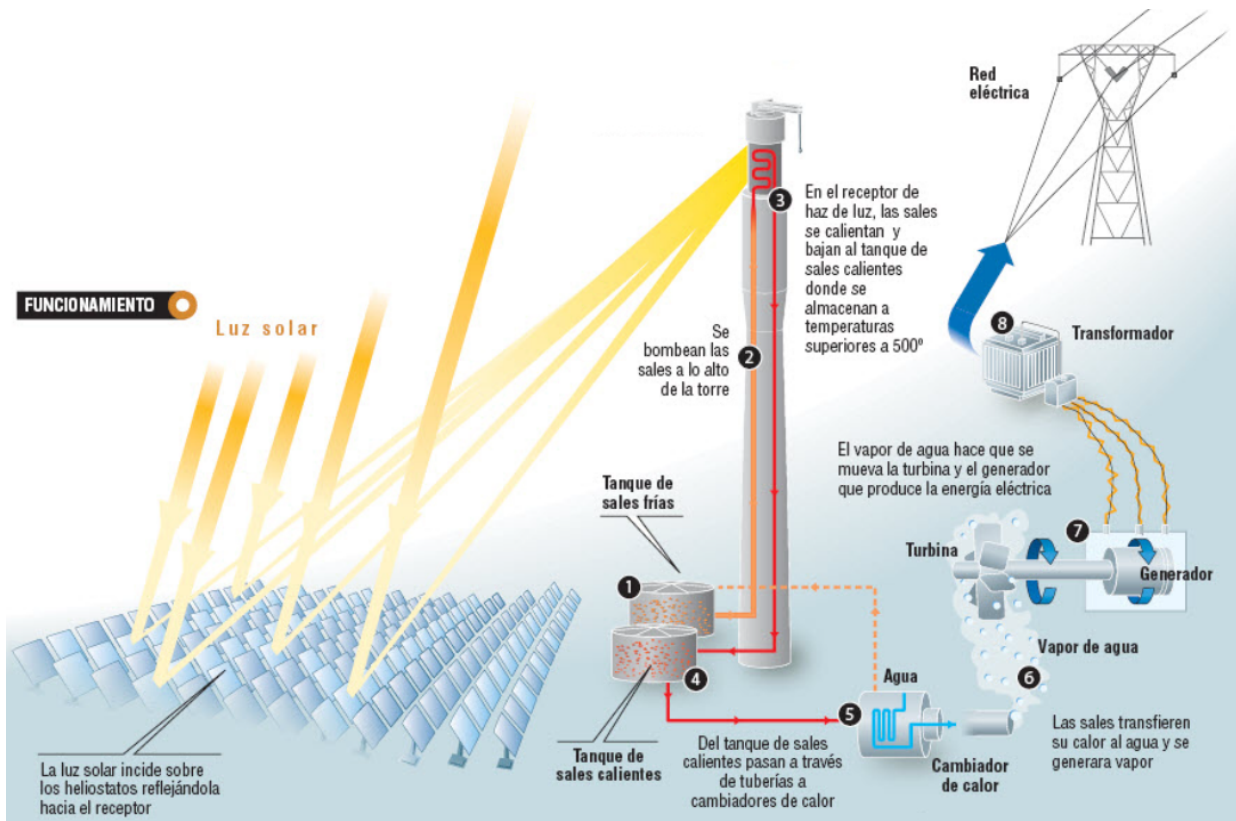


Figura 2.16: Esquema de una planta de torre central. (Fuente: Torresol Energy.)

2.3.2.3.1. Múltiplo solar (SM)

Previo a la descripción de componentes de la planta es necesario conocer uno de los parámetros de diseño más importante para este tipo de centrales, correspondiente al múltiplo solar. Este parámetro es la relación entre la potencia térmica nominal que el campo solar puede entregar al receptor, sobre la potencia térmica del generador de vapor.

Un SM de 1 indica un área de campo solar que produce una cantidad de energía térmica capaz de hacer funcionar el bloque de energía a su capacidad nominal, mientras que los múltiplos solares más altos permiten que las plantas de energía funcionen a pleno rendimiento incluso cuando la entrada solar es inferior a la nominal. De esta forma, con múltiplos solares mayores a 1 se puede tener un factor de capacidad más alto, una mayor participación solar anual y una mejor utilización general del bloque de energía.

Esta relación implica la potencia nominal del receptor a ser seleccionada y se complementa directamente con las horas de almacenamiento térmico, las cuales dependen del tamaño de los estanques y el volumen del fluido de almacenamiento térmico en estos sistemas.

2.3.2.3.2. Campo de heliostatos

Como primer elemento de la planta se encuentra el campo de heliostatos, que consiste en un conjunto de espejos colocados estratégicamente para captar la mayor cantidad de energía

solar posible durante las horas de luz. Los heliostatos pueden tener una o varias facetas reflectantes, por lo general son de vidrio con revestimiento de plata con bajo contenido de hierro como material reflector, lo cual permite una mayor razón de concentración.

Como se observa en la Figura 2.17, los heliostatos se encuentran colocados sobre una estructura metálica con movimiento en uno o dos ejes, lo que les permite orientarse en función del movimiento del sol. Para realizar un seguimiento lo más preciso posible se utiliza un sensor alineado con el sol que envía las señales a sistema eléctrico de un motor.

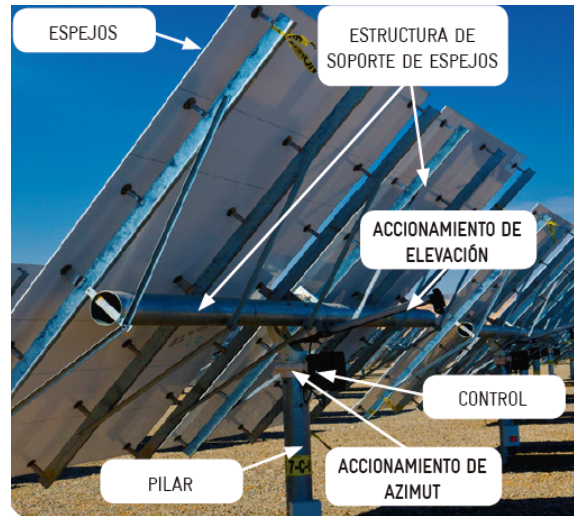


Figura 2.17: Esquema de una planta de torre central [16].

Las torres de receptor central deben tener costos bajos para poder competir con la energía eléctrica de bajo costo producida con otras fuentes, tales como la energía hidroeléctrica, razón por la cual es importante tener en cuenta que los heliostatos representan cerca del 40% del costo de capital de una central de generación con receptor central [16].

2.3.2.3.3. Receptor

El receptor cumple la función de absorber la luz solar concentrada, transfiriendo esta energía al HTF en forma de calor. Existen diferentes clasificaciones para los receptores, siendo la principal en base a la ubicación de los elementos absorbentes como se detalla a continuación y se aprecia también en la Figura 2.18:

- Receptores externos: Son aquellos en los cuales los elementos absorbentes están instalados en la parte externa de una estructura. Este tipo de receptor se usa generalmente en los campos envolventes.
- Receptores de cavidad: Los elementos absorbentes en este caso se encuentran instalados al interior de una cavidad, cuya apertura es más pequeña que la superficie interna de los elementos absorbentes. Es en los campos norte o sur en los cuales se aplica este diseño de receptor.

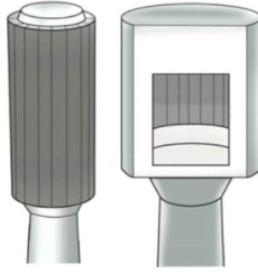


Figura 2.18: Conceptos de receptor tubular externo (esquema izquierdo) y de cavidad (esquema derecho) [19].

Otra forma de clasificar los receptores es según la forma de absorción y de transferencia de radiación solar al medio de transferencia de calor. Así los receptores se separan en dos grupos:

- Receptores de absorción indirecta: Todos los tipos de receptores comerciales actuales pertenecen a este grupo y son construidos con tubos metálicos. Este tipo de receptor la radiación solar calienta una superficie absorbente, la cual posteriormente transfiere el calor por convección al HTF, en otras palabras y como su nombre indica, se entrega el calor de manera indirecta al HTF.
- Receptores de absorción directa: A diferencia del caso anterior, el HTF, aparte de servir como medio de transferencia de calor, cumple la función de ser el medio de absorción de la concentración solar. Al recibir la energía de manera directa pueden requerirse menores temperaturas de captación y por tanto menos requerimientos de los materiales con los cuales se construyen los receptores. Sin embargo, estos receptores se encuentran en la fase de investigación y desarrollo, esperando que en un futuro se reduzcan los costos para este componente dentro de una planta solar térmica.

2.3.2.3.4. Sistema de almacenamiento térmico

Los sistemas solares térmicos de alta temperatura se suelen diseñar con una sección de almacenamiento, como se hará en este estudio. La integración del sistema de almacenamiento térmico (TES, por sus siglas en inglés) en una planta termosolar se justifica ante la posibilidad de corregir la inestabilidad de generación que poseen la mayoría de energía renovables. Esto se logra gracias a que almacena calor en momentos de superávit energético para ser usada en momentos en los cuales la radiación es muy baja o incluso nula.

Las ventajas de poseer TES dentro de una planta se resumen a continuación:

- Permite una mayor flexibilidad ya que la electricidad generada se puede adaptar según la demanda o estructura tarifaria.
- Mayor eficiencia del sistema
- Alta eficiencia de almacenamiento: los sistemas de almacenamiento de calor alcanzan eficiencias en el rango de 95 % a 99 % [16].
- Permite reducir la operación con carga parcial del bloque de potencia.

- Parte de la energía almacenada se puede usar para precalentamiento, reduciendo el tiempo de puesta en marcha.
- Al aumentar las horas a plena carga del bloque de potencia se reducen los costos asociados y se puede obtener un menor costo nivelado de la energía.

Existe 3 tipos de TES, los cuales son clasificados según la forma en que almacenan el calor:

Almacenamiento de calor latente

El principio utilizado por estos sistemas se basa en la transformación de fase de los materiales, los cuales son denominados materiales de cambio de fase (PCM, por sus siglas en inglés). El cambio de fase de los materiales va acompañado de la liberación o absorción de calor a temperatura constante (generalmente se utiliza el cambio de fase de sólido a líquido o viceversa, llamado calor latente de fusión).

Cuando existe gran cantidad de energía en el sistema, esta se utiliza para fundir el PCM para luego, al momento de requerir generar energía, se congela el material para liberar calor y calentar el fluido de trabajo.

En comparación con los sistemas de almacenamiento térmico sensibles, explicados más adelante, los sistemas implementan PCM tiene las ventajas de que ocupan mucho menos espacio, funcionan de manera más eficiente y también son económicos.

Almacenamiento de calor termoquímico

En este tipo de sistemas los materiales de almacenamiento de calor reúnen la energía utilizando el calor liberado y absorbido durante las reacciones termoquímicas reversibles. La dirección endotérmica de la reacción (producida por la absorción energía solar) se utiliza para almacenar la energía mientras que el lado exotérmico la libera [20].

Almacenamiento de calor sensible

Entre todos los tipos de sistemas TES analizados, el almacenamiento de calor sensible es el único suficientemente maduros para ser utilizados en la práctica. Los otros dos tipos de TES aún están en investigación.

Este tipo de almacenamiento se basa calentar un material determinado para luego poder transferir el calor a un fluido de trabajo. La cantidad de energía almacenada se puede calcular utilizando la diferencia de temperatura entre los materiales utilizados. Esto es posible debido a que la cantidad de calor que almacena el material depende linealmente del aumento de temperatura, siendo también afectado proporcionalmente según la capacidad calorífica del medio.

Dentro de grupo existen diferentes materiales que se calientan dentro de los que se encuentran los aceites orgánicos, lecho de rocas y sales fundidas, siendo esta última la más utilizada actualmente en torres solares comerciales. Además cabe mencionar que existen tipos de almacenamiento directo, como es el caso de las sales fundidas, donde el medio de transferencia

de calor también es el medio de almacenamiento, e indirecto, donde el HTF y el medio de almacenamiento es distinto.

Las torres solares que utilizan sales fundidas como HTF y como almacenamiento térmico se construyen con dos tanques de almacenamiento, uno frío que contiene la sal fundida a 290°C aproximadamente (ítem 3 de la Figura 2.16) y otro caliente, el cual contiene la sal fundida a temperaturas cercanas a los 565°C (ítem 4 de la Figura 2.16). El proceso comienza cuando, del estanque frío, se lleva sal fundida al receptor, donde aumenta su temperatura y es llevada posteriormente al estanque caliente. Luego durante la descarga, el material del estanque caliente se hace pasar por el generador de vapor para accionar el bloque de potencia y la sal ya enfriada reinyecta en el estanque frío.

2.3.2.3.5. Bloque de Potencia

Esta sección de la planta CSP es la que se encarga de la generación de electricidad y funciona de manera similar a la de una central generadora tradicional, siendo métodos de conversión termodinámica. El bloque de potencia cuenta con una combinación de una turbina con generador eléctrico, siendo la turbina la que gira al recibir el vapor producido por un intercambiador de calor para luego transferir la energía cinética al generador, el cual produce la electricidad.

Se debe tener en cuenta que existen diversos ciclos termodinámicos con los cuales pueden operar los bloques de potencia, sin embargo, los proyectos de torres comerciales se han desarrollado con bloques de potencia con ciclos de Rankine directos o indirectos, aunque es también posible la implementación de ciclos de Brayton [21]. En la Figura 2.19 se pueden apreciar diferentes ciclos termodinámicos posibles de implementar.

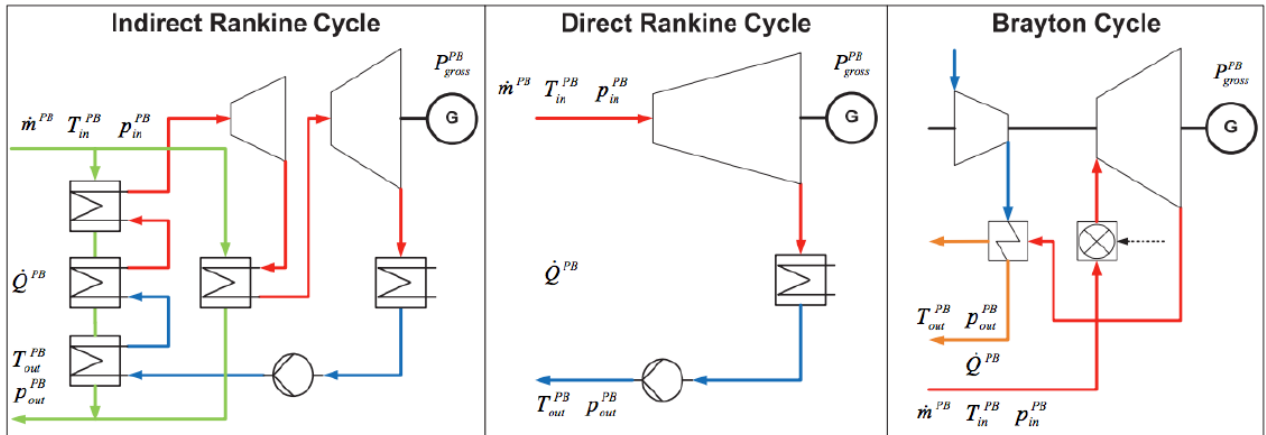


Figura 2.19: Límites del subsistema para tres tipos de configuraciones de bloque de potencia [22].

Como el ciclo de Rankine es el más utilizado y el que se aplica en este estudio, se detalla en mayor grado que los demás. Para mayor comprensión del proceso se adjunta un diagrama esquemático del ciclo, junto su diagrama T-S (ver Figura 2.20). El ciclo se inicia con la compresión del agua de alimentación (1) mediante una bomba (2), fluido el cual es inyectado en

la caldera. En esta última, se precalienta, evapora y se súpercalienta (vapor sobrecalentado). El vapor sobrecalentado (3) se expande en una turbina de vapor, la cual esta conectada a un generador eléctrico. Luego el vapor expandido (4) se condensa enfriándose y es llevado, gracias a la bomba de condensado, al área de precalentamiento y desaireador.

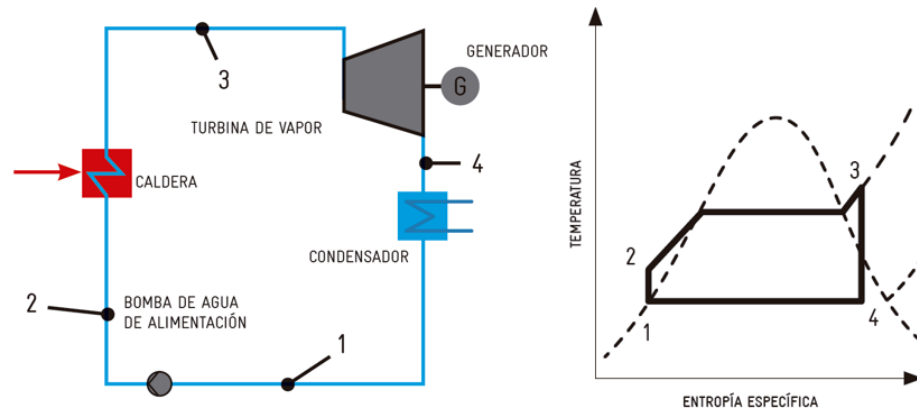


Figura 2.20: Diagrama esquemático de un ciclo Rankine (izquierda); diagrama T-s (derecha) [16].

2.3.2.3.6. Ventajas

Como se describió anteriormente existen ciertas similitudes de funcionamiento entre una de Torre de receptor central con las demás tecnologías de concentración térmica, sin embargo, una torre solar posee numerosas ventajas que la destacan por sobre las demás, estas se resumen en:

- Se logran alcanzar temperaturas más altas en el receptor y lo que implica a su vez mayor temperatura en el almacenamiento térmico.
- Gracias a que posee parámetros de proceso más altos los ciclos de potencia son más eficientes.
- El campo de heliostatos no necesita de un terreno perfectamente plano (se puede construir en terrenos con una leve inclinación).
- La diferencia de producción diaria entre el verano y el invierno es menor.
- Generalmente el campo de heliostatos de las plantas generadoras grandes tiene una configuración casi circular (campo envolvente) y para plantas pequeñas se puede usar una configuración de campo sur (hemisferio sur, por ejemplo, Chile).

Las ventajas mencionadas se ven reflejadas en que la cantidad de plantas de torre en desarrollo (45 %) y su capacidad instalada (60 %) es superior a todas las demás tecnologías [23]. Actualmente son la segunda tecnología más madura constituyendo aproximadamente el 15 % de las plantas operativas (ver Figura 2.21), situación que pronto podría cambiar, dejando a la tecnología de torre como líder y como una de las mejores candidatas de fuentes de producción de energía eléctrica limpias y renovables.

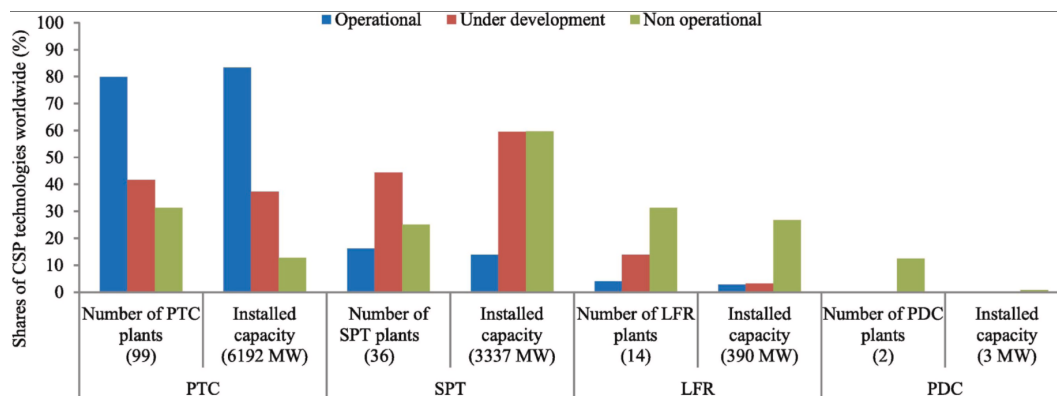


Figura 2.21: Acciones de tecnologías CSP y su estado en todo el mundo [23].

2.3.3. Sistemas solares híbridos o mixtos

Una planta de generación híbrida es una planta que genera energía a partir de dos fuentes distintas o al menos variaciones en la producción a partir de una misma fuente. El motivo principal de usar configuraciones mixtas es que se pueden corregir las variaciones que puede poseer una fuente mediante la suma de las fuentes, logrando una generación más estable en el tiempo.

Usar una configuración solar mixta permite competir de una manera más directa con sus competencias energéticas fósiles, como lo son el carbón y el gas natural. Desde un punto de vista económico y en términos de los beneficios sistémicos relacionados con la flexibilidad las plantas solares híbridas, en condiciones determinadas, resultan más rentables que plantas de gas natural, sin dejar de lado la flexibilidad y capacidad de despacho [24]. Esto posee gran relevancia ya que al mismo tiempo que se satisface la demanda energética se evitan importantes externalidades negativas respecto a fuentes de combustibles fósiles.

En este caso cuando se habla de planta híbrida es la combinación fotovoltaica y receptor de torre de concentración solar. Se busca diseñar una planta fotovoltaica y una planta CSP de torre central de manera independiente, sin embargo, la generación del sistema completo será la suma de ambas tecnologías.

Capítulo 3

Metodología

A modo de realizar un proceso ordenado y comprensible, el desarrollo de la presente memoria se basa en la metodología expuesta en la Figura 3.1, la cual será detallada en lo largo de esta sección.

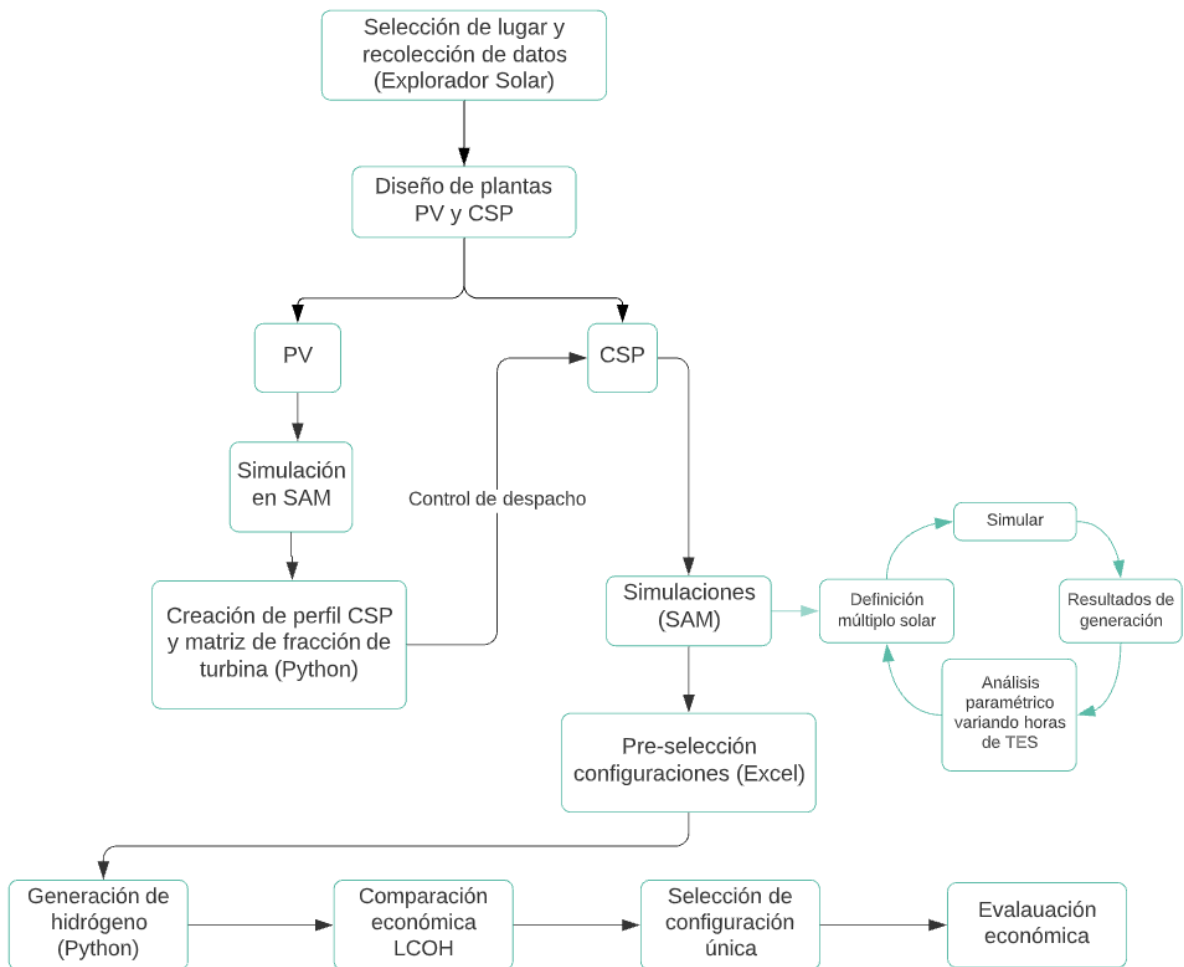


Figura 3.1: Mapa conceptual de metodología utilizada.

Lo primero en este estudio es la selección del lugar donde se emplazarán las plantas de generación solar. Esta selección se fundamenta en un estudio ya existente sobre localizaciones, en 3 regiones de Chile, de plantas de generación de energía solar térmica de Andrea Jiménez [25]. Los datos del trabajo son complementados con información del sitio del Explorador Solar.

El siguiente paso es el diseño de una planta solar híbrida, para lo cual se trabaja con 2 centrales independientes en un principio, una fotovoltaica y otra de torre de receptor central, ambas con capacidades de 100 MW, para lograr una capacidad total de 100 MW estables durante el año. En este paso se seleccionan las tecnologías a utilizar en el programa System Advisor Model (SAM).

Debido a que se pueden conocer todos los parámetros de diseño necesarios, la primera simulación corresponde a la planta PV, con lo cual se puede obtener el perfil de generación eléctrica. Estos datos son exportados a Excel para ser procesados.

La próxima etapa corresponde a la incorporación de los datos anteriores a un código creado en lenguaje Python con el editor Jupyter Notebook. Este código tiene la función de crear el perfil de generación CSP deseado y convertirlo en una matriz de fracción de turbina solicitada en el programa SAM para controlar el despacho de energía y poder obtener una generación PV-CSP homogénea.

Teniendo todo lo necesario para la planta CSP se pueden comenzar las simulaciones de esta. En primer lugar se fija un múltiplo solar, luego se simula (independiente de las horas de almacenamiento) para conocer las dimensiones de la torre, campo de heliostatos, receptor y de la planta en general. Con esto, se puede comenzar a realizar un análisis paramétrico en el mismo programa, variando las horas de almacenamiento térmico y obteniendo diferentes variables de salida como lo son la generación eléctrica, factor de planta, LCOE, entre otros.

Con los resultados de las simulaciones de cada configuración CSP se crea un Excel para trabajar los datos uniendo ambas plantas y poder obtener diferentes métricas que permiten seleccionar las más adecuadas a los requerimientos energéticos de electrolizador y con los menores costes de LCOE posibles.

Ya habiendo filtrado algunas configuraciones, se crean los perfiles de generación de hidrógeno verde de aquellas posibles soluciones mediante la utilización de otro código creado en lenguaje Python en el editor Jupyter Notebook. La generación se realiza con un modelo de electrolizador alcalino. Esto permite exportar los datos a Excel, calcular el LCOH de estas opciones y selección una única configuración de planta PV-CSP.

Finalmente se realiza una evaluación económica de la configuración final, siendo más preciso en el cálculo del LCOH y permitiendo evaluar de mejor manera.

3.1. Programas utilizados

Para el desarrollo de este trabajo de título se han utilizado diferentes software y programas para facilitar el cumplimiento de los objetivos planteados. En primer lugar, la obtención de datos de la localización seleccionada se basa en el Explorador Solar, luego, en el caso de las simulaciones de las plantas de generación solar, se utiliza el programa System Advisor Modelo (SAM). Por otro lado y frente a la necesidad de creación del perfil de generación de la plata de torre , el control de despacho de esta misma y de la programación de la producción de hidrógeno verde, se utiliza el editor de Jupyter Notebook usando el lenguaje Python. Finalmente el programa Excel se usa como apoyo para la recolección de resultados, creación de distintas métricas, análisis económico, entre otros.

3.1.1. Explorador Solar

El Ministerio de Energía ha puesto a disposición del público diferentes herramientas en línea, gratuitas y de tipo geográficas llamadas “Exploradores”, dentro de los que se encuentran: Explorador Solar, Explorador de Energía Eólica, Explorador de Energía Marina y el Explorador de Derechos de Aprovechamiento de Aguas no Consuntivos.

Las herramientas mencionadas nacen de la colaboración entre el Ministerio de Energía, la Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) y el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, así como también de la Corporación Nacional Forestal y la Universidad Austral de Chile, la Dirección General de Aguas (DGA) y el Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada (SHOA).

Respecto al Explorador Solar, este presenta la información pública más detallada que existe actualmente sobre el recurso solar en Chile. Los datos de este sitio han sido generados a partir de modelos atmosféricos y datos satelitales, para el período comprendido entre los años 2004 y 2016, con una resolución espacial de 90 metros. Las mediciones son obtenidas usando 120 estaciones de medición a lo largo del país, las cuales pertenecen a redes públicas y privadas [26].

3.1.2. System Advisor Model (SAM)

SAM es un modelo informático tecno-económico que calcula el rendimiento y las métricas financieras de proyectos de energía renovable, facilitando la toma de decisiones a las personas involucrados en la industria. SAM simula el rendimiento de los sistemas de energía fotovoltaica, energía solar de concentración, calentamiento solar de agua, eólica, geotérmica y de biomasa, e incluye un modelo genérico básico para realizar comparaciones con sistemas convencionales o de otro tipo.

El software, desarrollado por National Renewable Energy Laboratory de los Estados Unidos (NREL), se creó en el año 2005 en colaboración del Programa de Tecnologías de Energía Solar del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) para uso interno. Fue en año 2007 cuando se NREL lanzó la primera versión pública, la cual solo analizaba sistemas fotovoltaicos y sistemas de concentración solar con colectores cilindro-parabólico, y desde

entonces NREL ha lanzado una o dos versiones nuevas de SAM cada año, agregando nuevas tecnologías y modelos financieros con actualizaciones periódicas entre lanzamientos para correcciones de errores y actualizaciones menores [27].

Los modelos financieros que posee SAM son para proyectos que compran y venden electricidad a tarifas minoristas (residencial y comercial) o venden electricidad a un precio determinado en un contrato de compra de energía (PPA, por siglas en inglés).

El presente estudio se enfocará en la unión de dos plantas solares (planta solar híbrida), trabajando inicialmente de manera independiente con una planta con tecnología torre de receptor central y otra planta fotovoltaica. En ambos casos se utiliza PPA (Power Purchase Agreement) Como modelo económico, particularmente el modelo de dueño único, en el cual el propietario del proyecto construye, posee y opera el sistema de energía y tiene suficiente responsabilidad fiscal para utilizar plenamente todos los beneficios fiscales. El propietario puede ser el desarrollador original o un inversor fiscal externo que compra el proyecto al desarrollador.

A modo resumen, para modelar un proyecto en SAM, se elige un modelo de desempeño y un modelo financiero para representar el proyecto, se ingresa una ubicación de manera manual o con archivo TMY, luego se asignan valores a las variables de entrada para proporcionar información sobre la ubicación del proyecto, el tipo de equipo en el sistema, el costo de instalación y operación del sistema y supuestos financieros y de incentivos. Con lo anterior se puede proceder a ejecutar simulaciones y luego examinar los resultados. Un análisis típico implica ejecutar simulaciones, examinar resultados, revisar entradas y repetir ese proceso hasta que se comprenda y tenga confianza en los resultados.

Este programa también permite hacer análisis paramétricos, en otras palabras, permute explorar la dependencia de un resultado a partir de valores de entradas, por ejemplo, se puede exponer la relación entre el factor de planta y las horas de almacenamiento térmico en una central CSP.

Finalmente, cabe destacar que a pesar de que SAM posee una variedad muy grande de parámetros de entrada para cada proyecto, el presente estudio intentará especificar aquellos que se consideren más importantes para acercar el proyecto a la realidad y que permitan un correcto análisis de resultados.

3.1.3. Jupyter Notebook (Python)

En el actual trabajo se utiliza el lenguaje Python para poder facilitar algunos de los pasos que requieren procesar datos de manera que sea un proceso lo más automático posible y evite un uso excesivo de tiempo.

Python es un lenguaje de programación interpretado cuya principal filosofía es que sea legible por cualquier persona con conocimientos básicos de programación. Este lenguaje posee serie de características que lo hacen muy particular y que, sin duda, le aportan muchas ventajas y están en la raíz de su uso tan extendido, entre ellas se encuentran: gratuito, respaldado por una gran comunidad, flexible, fácil de aprender y apto para todas las plataformas [28].

Para la programación en Python se utiliza Jupyter Notebook, la cual es una aplicación web para crear y compartir documentos que contienen código, visualizaciones y texto.

El uso de Python se justifica en la necesidad de tomar datos generados en las simulaciones SAM y usarlos de manera apropiada para simplificar diversas tareas. La primera es, a partir de la generación PV, construir el perfil de generación CSP tal que la suma de ambas generaciones sea la requerida por el electrolizador, y llevar la producción a una matriz de fracción de turbina requerida que permita ese desempeño al ingresarse en SAM. La segunda tarea se basa en programar la producción de hidrógeno verde tomando como entrada los datos de generación de ambas plantas.

3.2. Lugar de estudio

La definición de un lugar apropiado es lo primero que se analiza ya que es de suma importancia para cualquier proyecto solar. Al existir buenas condiciones atmosféricas y de radiación solar se favorece la generación de electricidad y permite que el proyecto sea más rentable, compitiendo de manera más directa con fuentes provenientes de combustibles fósiles.

Como se mencionó anteriormente, para la selección del lugar de estudio se toma como referencia el trabajo realizado por Andrea Jiménez acerca de la factibilidad de generación eléctrica a partir de energía solar térmica en 3 regiones del norte de Chile [25], incluyendo la región de Antofagasta en la cual se enfoca el presente trabajo. Del estudio anterior se extrae la Tabla 3.1, la cual resume con puntajes según diversos parámetros que influyen en el emplazamiento de una planta solar en cada una de las localidades preseleccionadas. Los puntos son cero, para una respuesta negativa y uno para respuesta positiva. Todos los parámetros tienen la misma ponderación, sin embargo, están ordenadas de mayor a menor importancia.

Tabla 3.1: Puntaje de localidades preseleccionadas [25].

Parámetro	Región de Antofagasta		Región de Atacama				Región de Coquimbo	
	Virginia	Ollagüe	Salvador	Laguna de Colorados	Las Tazas	Catorcemil	Huentelauquén	San Julián
Recurso solar	1	1	1	1	1	1	1	1
Relieve	1	1	0	1	0	1	1	1
Hidrografía	1	1	0	0	1	1	1	1
Red vial	1	1	0	0	1	1	1	1
Centros poblados	1	1	0	0	0	0	1	1
Redes energía eléctrica	1	1	1	0	0	1	1	1
Plan regulador (sin restricciones)	1	1	1	1	1	1	0	1
Sin restricciones medio ambientales	1	1	1	1	1	1	0	1
Potencial ERNC (eólico)	1	1	0	0	0	1	0	0
Sin patrimonios culturales	1	0	1	1	1	1	1	1
TOTAL	10	9	5	5	6	9	7	9

Como se observa en la Tabla 3.1 los lugares analizados en la región de Antofagasta poseen altos puntajes, particularmente Virginia obtuvo el puntaje máximo. Según el estudio se

considera como punto favorable que en Virginia la fracción de horas de sombra y el porcentaje de nubosidad poseen valores bajos (cielos despejados) respecto a las otras la región de Antofagasta, lo cual evita pérdidas por factores atmosféricos. Los datos del mismo estudio también indican que la velocidad del viento en esta localidad es mayor a las otra, existiendo la posibilidad de problemas en la mantención de la limpieza de los espejos por el levantamiento de polvo, sin embargo, esto no afecta a la estabilidad de los colectores. Otro punto a destacar es que Virginia posee tres cuencas cerca del punto de estudio, éstas no se encuentran cerca, por lo que es un punto en contra. Finalmente hay que considerar que la zona posee un relieve carente de regularidad, lo cual puede solucionarse haciendo excavaciones, y no posee accesos pavimentados.

3.2.1. Información del sitio

Una vez seleccionado el lugar, se recopilan sus características atmosféricas y de recurso solar desde el Explorador Solar. En primer lugar, Tabla 3.2 muestra los datos topográficos de Virginia.

Tabla 3.2: Características topográficas del sitio escogido [29].

Nombre Sitio	Virginia
Latitud [°]	-25.3093
Longitud [°]	-69.7522
Altura [m]	2073

Es importante conocer el recurso solar del lugar, cuyos parámetros son resumidos en la Tabla 3.3. El estudio de localizaciones también posee datos radiación, sin embargo, se prefiere utilizar los datos del Explorador debido a que son más recientes.

Tabla 3.3: Resumen de parámetros meteorológicos y del recurso solar de Virginia [29].

Parámetro		Valor promedio	Unidades
Radiación anual	Global horizontal	7.30	[kWh/m ² /día]
	Global inclinada	7.89	[kWh/m ² /día]
	Directa normal	10.96	[kWh/m ² /día]
	Directa horizontal	0.64	[kWh/m ² /día]
Información meteorológica	Frecuencia de nubes	3	[%]
	Temperatura ambiental	14.5	[°C]
	Velocidad del viento	6.2	[m/s]

A continuación se muestra gráficamente la radiación a lo largo del año y el ciclo de radiación diario en la localidad de Virginia, extraído desde el Explorador Solar, en las Figuras 3.2 y 3.3 respectivamente.

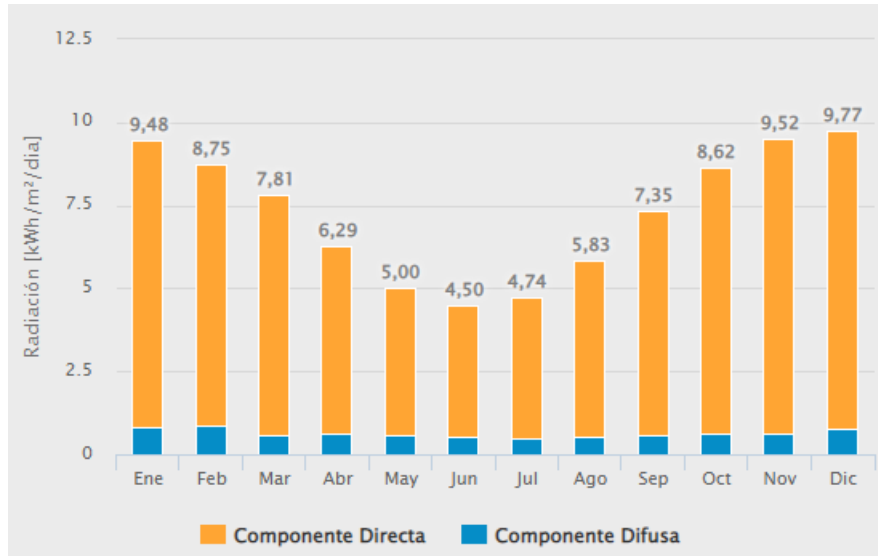


Figura 3.2: Radiación global horizontal en Virginia a lo largo del año [29].

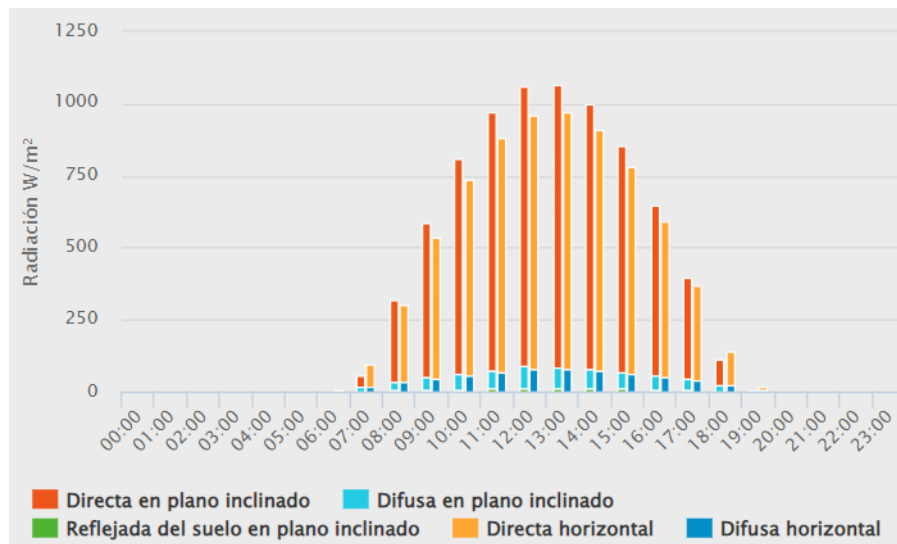


Figura 3.3: Ciclo diario de la radiación en Virginia [29].

Dentro del estudio se muestran perfiles del terreno con el fin de determinar si las irregularidades e inclinación del suelo son aceptables para la instalación de heliostatos. Estos perfiles del lugar seleccionado fueron reunidos en la Figura 3.4, de la cual se observa que , a pesar de que en la imagen superior (perfil 1) se observa un punto de inflexión a los 0,36 [km] aproximadamente, los otros perfiles no exhiben cambios de relieve relevantes, teniendo superficies con una inclinación aceptable para un campo de heliostatos.

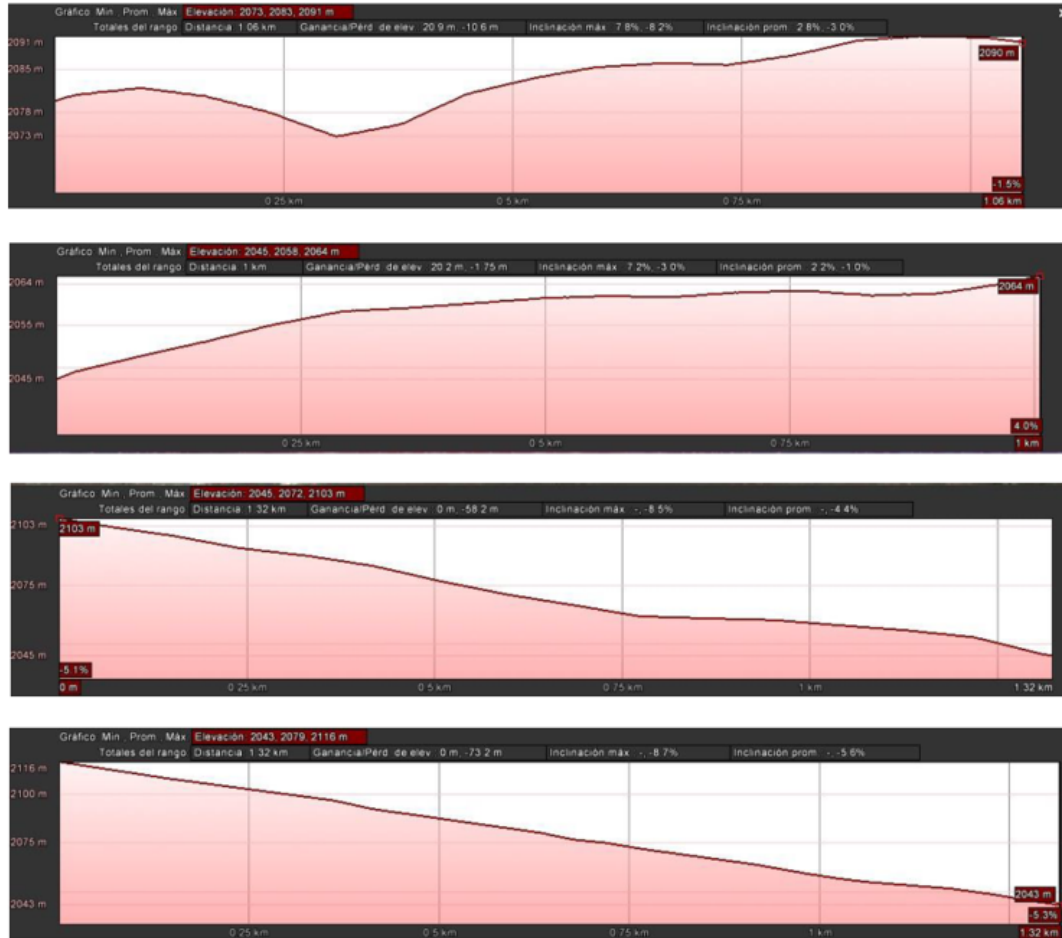


Figura 3.4: 4 perfiles del terreno de Virginia (ordenados de forma ascendente) [25].

3.2.2. Información del sitio sustituto

Se debe recalcar el hecho de que luego de haber realizado algunas simulaciones de prueba para la generación de la planta en SAM, se encontró que los archivos TMY provenientes del Explotador Solar venían con fallas ya que al usarse la simulación entregaba valores negativos de generación y factor de planta. Este error de la página de Explorador se puede deber a la actualización que se estaba realizando al momento de desarrollar este trabajo de título. Para solucionar lo anterior Fraunhofer entregó datos TMY de localidades cercanas a Virginia que poseía en su base de datos, entre las cuales se seleccionó la mostrada en la Tabla 3.4 y se denominará “Sustituto”.

Tabla 3.4: Características topográficas del sitio sustituto [29].

Nombre Sitio	Sustituto
Latitud [°]	-25.3232978
Longitud [°]	-69.7239799
Altura [m]	2055

Las simulaciones son realizadas usando el lugar Sustituto, lo cual se justifica en conservar la selección en base al estudio de Andrea Jiménez y en que los datos de radiación entre Virginia y el Sustituto no son muy diferentes, lo cual se puede observar en los datos de la Tabla 3.5 comparados con los de Virginia.

Tabla 3.5: Resumen de parámetros meteorológicos y del recurso solar del sitio Sustituto [29].

Parámetro		Valor promedio	Unidades
Radiación anual	Global horizontal	7.28	[kWh/m ² /día]
	Global inclinada	7.86	[kWh/m ² /día]
	Directa normal	10.87	[kWh/m ² /día]
	Directa horizontal	0.65	[kWh/m ² /día]
Información metereológica	Frecuencia de nubes	3	[%]
	Temperatura ambiental	14.4	[°C]
	Velocidad del viento	5.9	[m/s]

La similitudes en las condiciones atmosféricas y de recurso solar se deben a la cercanía entre ambos lugares, como se observa en el mapa de la Figura 3.5.

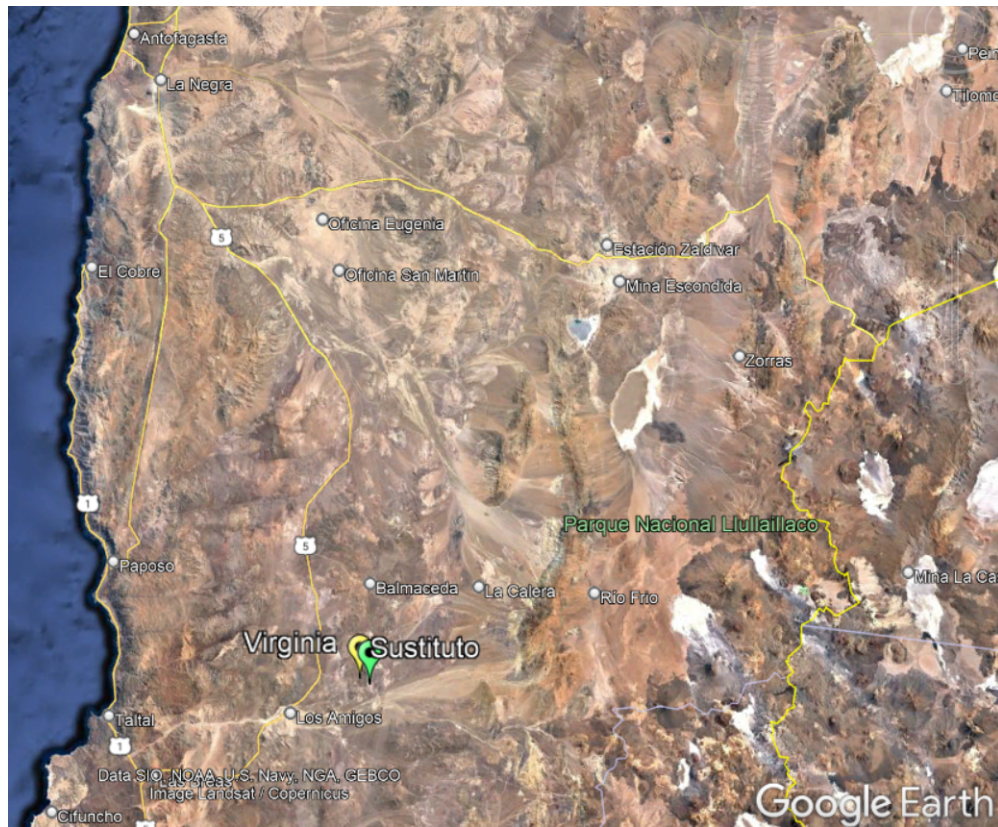


Figura 3.5: Mapa con las ubicaciones de Virginia y el lugar sustituto. (Fuente: Google Earth.)

3.3. Diseño de plantas

La presente sección tiene como objetivo mostrar los parámetros y fundamentos de diseño de las plantas fotovoltaica y de torre central que se integran como planta solar híbrida, la cual permitirá la alimentación constante de un electrolizador para la generación de hidrógeno.

3.3.1. Planta híbrida

Para lograr una generación estable de hidrógeno verde se diseña una planta solar híbrida para capacidad base, es decir, con generación de electricidad homogénea en el tiempo, de 100 MW. Esta planta solar híbrida se logra gracias a la integración de los sistemas fotovoltaicos y de torre de concentración solar, cada una con una capacidad de 100 MW cada una como se observa en la Figura 3.6.

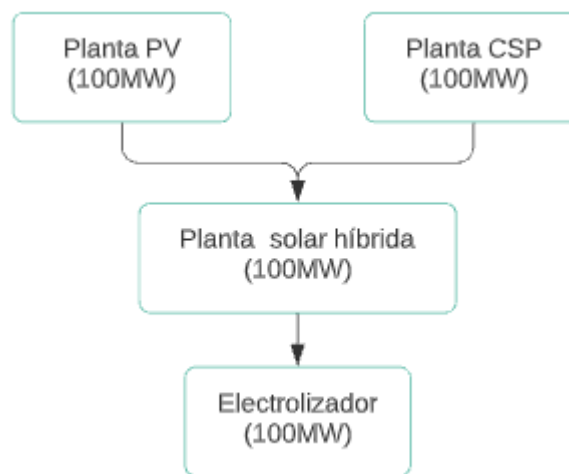


Figura 3.6: Esquema de generación para la alimentación de electrolizador.

3.3.2. Planta Fotovoltaica

Para la simulación de la planta fotovoltaica, el sistema se diseña siguiendo los parámetros presentados en la Tabla 3.6 y que permiten dimensionar la planta.

Módulos fotovoltaicos

En el año 2020 la empresa Longi se posicionó como líder en el ranking de fabricantes de módulos solares a nivel mundial [30], como se puede observar en la Tabla 3.7, asegurando gran confianza al seleccionar sus productos solares. Ejemplo de lo anterior es que Longi firmó un contrato en 2020 con Atlas Renewable Energy para suministrar 122 MW de módulos bifaciales Hi-MO4 para uno de sus proyectos en Chile.

En 2018 los módulos bifaciales ya representaban el 10 % de las nuevas instalaciones y, según la plataforma de estudios de mercado Tayiang, se espera que lleguen a representar el 40 % del

Tabla 3.6: Resumen de parámetros de diseño para dimensionamiento de planta PV.

Parámetros del punto de diseño	Valor	Unidad
Capacidad DC	120,000	kWdc
Capacidad AC total	100,287.76	kWac
Capacidad total de inversores	103,166.5	kWdc
Número de inversores	40	-
Número de módulos	263,928	-
Número de strings	9426	-
Área total de módulos	556,888.1	m^2

mercado mundial durante la próxima década [31]. La selección de paneles bifaciales se justifica además en que, según la reflectividad de la superficie, este tipo de módulos pueden ofrecer entre un 7-25 % más de generación eléctrica respecto de paneles monofaciales equivalentes [32].

Tabla 3.7: Ranking mundial de fabricantes de módulos solares.

Ranking	Compañía
1	Longi
2	Trina
3	JA Solar
4	Jinko
5	Canadian Solar
6	Hanwha Q-Celis
7	Risen
8	First Solar
9	Suntech
10	Astroenergy

Los paneles solares bifaciales producen un 35 % más de energía cuando se combinan con seguidores a un solo eje, y un 40 % cuando se combinan con aquellos a doble eje, según el Instituto de Investigación de Energía Solar de Singapur.

Tabla 3.8: Características principales del módulo LR4-72HBD-455M.

Característica	Descripción
Tipo de célula	Monocristalina de silicio
Nº de células	72
Dimensiones	2094x1038x35mm
Peso	27.5
Vidrio frontal	Vidrio doble, 2 mm vidrio templado revestido
Caja de conexión	IP68, 3 diodos

Se selecciona el modelo LR4-72HBD-455M de la línea HI-MO4 marca Longi, existente en la base de datos de SAM ,cuyas características más importantes se pueden ver en las Tablas 3.8, 3.9, 3.10 y 3.11.

Tabla 3.9: Características eléctricas STC.

Característica	Nomenclatura	Valor	Unidad
Potencia nominal	P_{max}	455	W_p
Tensión en el MPP	V_{mp}	41.6	V
Corriente en MPP	I_{mp}	10.9	A
Tensión en circuito abierto	V_{oc}	49.8	V
Corriente de cortocircuito	I_{sc}	11.7	A
Eficiencia del módulo	η	21.5492	%

Tabla 3.10: Parámetros de operación

Parámetro	Valor	Unidad
Tensión máxima del sistema	1500	V_{DC}
Corriente inversa máxima	25	A
Rango de Temperatura	-40 a 80	°C
Tolerancia de potencia nominal	∓ 3	%

Tabla 3.11: Parámetros y coeficientes de temperatura.

Característica	Valor	Unidad
Temperatura de funcionamiento	-40 a +85	°C
Coefficiente de temperatura de Pmax	-0.331	%/°C
Coefficiente de temperatura de VOC	-0.259	%/°C
Coefficiente de temperatura de ISC	0.041	%/°C
Temperatura operacional nominal de célula	45 \mp 2	°C

Inversores

Se emplea una configuración de inversores centrales debido a sus ventajas, explicadas en la sección 2.3.1.2, siendo la más utilizada en centrales de este tipo por su mayor simpleza y de bajo costo.

Para la selección de los inversores se consideró que Huawei, Sungrow y SMA se han mantenido como líderes del mercado de inversores solares en función de la cantidad de ventas realizadas, ocupando las mismas posiciones desde el 2015 al 2019 [33]. Se prefiere realizar la selección a partir de los modelos Sungrow presentes en la base de datos de SAM (actualizada el año 2020) debido a que esta marca posee inversores de mayor potencia que los Huawei y se tiene como referencia que en Chile es esta empresa quien será la encargada de suministrar los inversores fotovoltaicos para la planta solar de 400 MW del proyecto de Sierra Gorda de Enel Green Power en el desierto de Atacama [34].

En la simulación de planta PV se utiliza el modelo SC2500U[550V] de Sungrow Power Supply Co , cuyas características principales son mostradas en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12: Características principales inversor SC2500U[550V].

Parámetro	Valor	Unidad
Máxima potencia AC	2.50719	MW_{AC}
Máxima potencia DC	2.57916	MW_{DC}
Consumo en operación	8484.02	W_{DC}
Consumo nocturno	752.158	W_{AC}
Voltaje AC nominal	550	V_{AC}
Voltaje DC máximo	1500	V_{DC}
Corriente DC máxima	2645.29	A_{DC}
Voltaje DC MPPT mínimo	800	V_{DC}
Voltaje DC nominal	975	V_{DC}
Voltaje DC MPPT máximo	1500	V_{DC}
Eficiencia	97.532	%

Seguimiento y orientación de módulos

Las estructura o soportes para paneles solares deben asegurar un buen anclaje de los paneles solares, a la vez que proporciona la inclinación y orientación necesaria para el mejor aprovechamiento de la radiación solar. A continuación se explican y definen los principales parámetros relacionados al seguimiento y orientación de los paneles sobre las estructuras.

El ángulo de acimut define la orientación este-oeste de módulos fijos o con seguimiento de un eje. Para un panel inclinado fijo, un valor de acimut de cero está orientado hacia el norte, 90 grados = este, 180 grados = sur y 270 grados = oeste, independientemente de si la matriz está en el hemisferio norte o sur. De esta forma para sistemas al norte del ecuador, un valor

de acimut típico sería de 180 grados, mientras que para los sistemas al sur del ecuador, un valor típico sería 0, el cual es usado en este caso.

El ángulo de inclinación aplica solo a matrices fijas y matrices con seguimiento de un eje, representa los grados desde la horizontal, donde cero grados es horizontal y 90 grados es vertical. Como regla general, los diseñadores de sistemas a veces usan la latitud de la ubicación como el ángulo de inclinación óptimo de la matriz pero en este caso, al usar módulos bifaciales, SAM obliga a usar un valor de 0°.

La relación de cobertura del suelo (GCR, por sus siglas en inglés) es la relación entre el área del panel fotovoltaico y el área total del suelo. Para una matriz configurada en filas de módulos, el GCR es la longitud del lado de una fila dividida por la distancia entre la parte inferior de una fila y la parte inferior de la fila vecina. En otra palabras, una matriz con un GCR pequeño tiene filas más espaciadas que una matriz GCR alto.

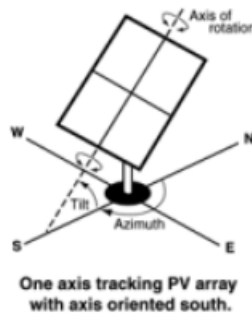


Figura 3.7: Esquema de seguimiento de un eje. (Fuente: SAM).

Para el límite de rotación del rastreador, un valor de 45 grados permite al rastreador girar 45 grados sobre la línea central en ambas direcciones desde la horizontal.

Tabla 3.13: Características de seguimiento y orientación.

Parámetro	Valor	Unidad
Tipo seguimiento	1 eje	-
Inclinación	30.00000	°
Azimut	0	°
Ground coverage ratio	0.3	-
Límite de rotación del seguidor	45	°

Una estrategia a mencionar es el retroceso, la cual sirve en seguimientos de un eje para evitar el sombreado de fila a fila. Sin seguimiento de virada, un rastreador de un eje apunta los módulos hacia el sol. Para una matriz con filas poco espaciadas, los módulos en filas adyacentes se sombrearán entre sí en cierto ángulo solar. Con retroceso, en estas condiciones, el seguidor orienta los módulos lejos del sol para evitar sombras.

Distribución de paneles y sombreado

Respecto a la distribución de módulos dentro de la planta es importante conocer algunas dimensiones generales del arreglo y la distribución de los paneles.



Figura 3.8: Distribución. Fuente: SAM.

Al definir en SAM la potencia del sistema, el programa calcula automáticamente el número de paneles necesarios y de filas del arreglo. El valor predefinido para la cantidad de módulos distribuidos de manera horizontal y vertical en una matriz de una estructura (ver imagen derecha de la Figura 3.8), es de 9 y 2 respectivamente.

SAM entrega una notificación cuando el número de filas que se calcula con los valores estándar mencionados posee valor decimal, lo cual se corrige definiendo nuevas cantidades de módulos en una estructura para que se genere un número entero de filas, valores mostrados en la Tabla 3.14. El número de filas es calculado por el programa usando la ecuación 3.1

$$\text{Cantidad de filas} = \frac{\text{Número de módulos}}{\frac{N}{M}} \quad (3.1)$$

Donde:

- N: Número de módulo a lo largo del lado de la matriz.
- M: Número de módulo a lo largo de la parte inferior de la matriz.

En la Tabla 3.14 se presentan los parámetros más relevantes de la distribución de los paneles de la planta. Cabe mencionar que la longitud del lado es simplemente la suma de los largos de los paneles en esa orientación, valor utilizado posteriormente por el programa para estimar la separación entre filas según la ecuación 3.2.

$$\text{Estimación del espacio entre filas} = \frac{\text{longitud del lado}}{GCR} \quad (3.2)$$

En la Tabla 3.14 se muestran los parámetros relacionados a las dimensiones y distribución de arreglo usado en la planta.

Pérdidas

Las pérdidas a tomar en cuenta son las pérdidas por suciedad y las pérdidas eléctricas DC y AC.

Tabla 3.14: Dimensiones del arreglo y distribución de paneles.

Parámetro	Valor	Unidad
Módulos a lo largo del lado de la matriz	2	-
Orientación del módulo	Horizontal	-
Módulos a lo largo de la parte inferior de la matriz	7	-
Filas del arreglo	18,852	-
Longitud del lado	2.23	m
Estimación del espacio entre filas	7.43	m

En primer lugar, las pérdidas por suciedad, o *spoiling* en inglés, se relacionan con la reducción de la radiación solar incidente causada por el polvo u otra suciedad estacional en la superficie del panel. Este tipo de pérdidas provocan una reducción uniforme de la irradiancia total incidente en cada subconjunto. Para las pérdidas por suciedad se utiliza el valor promedio anual predeterminado por SAM de del 5%.

Las pérdidas DC se deben a la transformación energética de corriente AC a DC. Existen 5 categorías de pérdidas DC que representan distintas fuentes de pérdida eléctrica.

- Desajuste de módulos o Mismatch: Son pequeñas diferencias en el rendimiento de los módulos individuales lo que provoca que al conectar dos módulos en serie y con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie. Al igual que ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo.
- Diodos y conexiones: Existen caídas de voltaje a través de diodos de bloqueo y conexiones eléctricas que provocan pérdidas eléctricas.
- Cableado DC: Se relaciona con las pérdidas producidas por resistencias en el cableado de la parte DC del sistema.
- Error de seguimiento: Tiene que ver con la ciertas inexactitudes en la capacidad de los mecanismos de seguimiento de los paneles solares para mantenerlos orientados hacia el sol.
- Nameplate: Tiene en cuenta la precisión de la clasificación de la placa de identificación del fabricante. Pérdida debida generalmente la degradación del rendimiento que los módulos pueden experimentar después de ser expuestos a la luz.

La pérdida total de potencia DC es la pérdida total que se aplica a cada subconjunto y se describe en la ecuación 3.3.

$$\text{Pérdida total de potencia DC} = 100 \% \left[1 - \prod_{i=1}^5 \frac{100 - L_i}{100 \%} \right] \quad (3.3)$$

Donde L_i representan los diferentes tipos de pérdida DC .

En el caso de las pérdidas AC, las cuales representan las pérdidas de cableado eléctrico en el lado de AC del sistema y que el modelo de inversor no considera. Aquí se toma en cuenta la pérdida por cableado AC entre el inversor y el punto de conexión a la red.

En base a lo anterior, se resumen en la Tabla 3.15 los valores de pérdidas usados en la simulación de la planta PV. Todos los valores mostrados son los predeterminados del programa.

Tabla 3.15: Pérdidas usadas del sistema PV.

Tipo de pérdida	%
Suciedad	5
Mismatch	2
Diodos y conexiones	0.5
Cableado DC	2
Error de seguimiento	0
Nameplate	0
Cableado AC	1

3.3.3. Planta de Concentración por torre central

En primer lugar se busca definir los parámetros del punto de diseño del sistema CSP, lo cual es mostrado en la Tabla 3.16. Dentro de estos parámetros también se encuentran el múltiplo solar y las horas de almacenamiento térmico, sin embargo, estos son variados en secciones posteriores para encontrar una configuración adecuada.

Tabla 3.16: Resumen de parámetros del punto de diseño planta CSP.

Parámetros del punto de diseño	Valor	Unidad
Punto de diseño de DNI	1120	W/m ²
Temperatura caliente HTF	574	°C
Temperatura fría HTF	290	°C
Salida bruta de diseño de la turbina	112	MWe
Producción neta estimada en el diseño	101	MWe
Eficiencia del ciclo termodinámico	41.2	%

El punto de diseño de DNI es, como su nombre indica, la irradiancia normal directa (DNI) disponible en el punto de diseño, lo cual significa que mientras mayor sea este valor, menor cantidad de helióstatos son requeridos para lograr la potencia de condición de referencia. Para seleccionar el punto de diseño de DNI se ocupa el criterio mencionado en [35], el cual consiste en definir este parámetro como el 95 % del CDF. Esta es una aproximación razonable si se toma en cuenta que la potencia térmica del receptor supera aproximadamente el 5 % de las horas de luz solar. La Figura 3.9 muestra la selección del parámetro para el caso de estudio en el lugar Sustituto de Virginia.

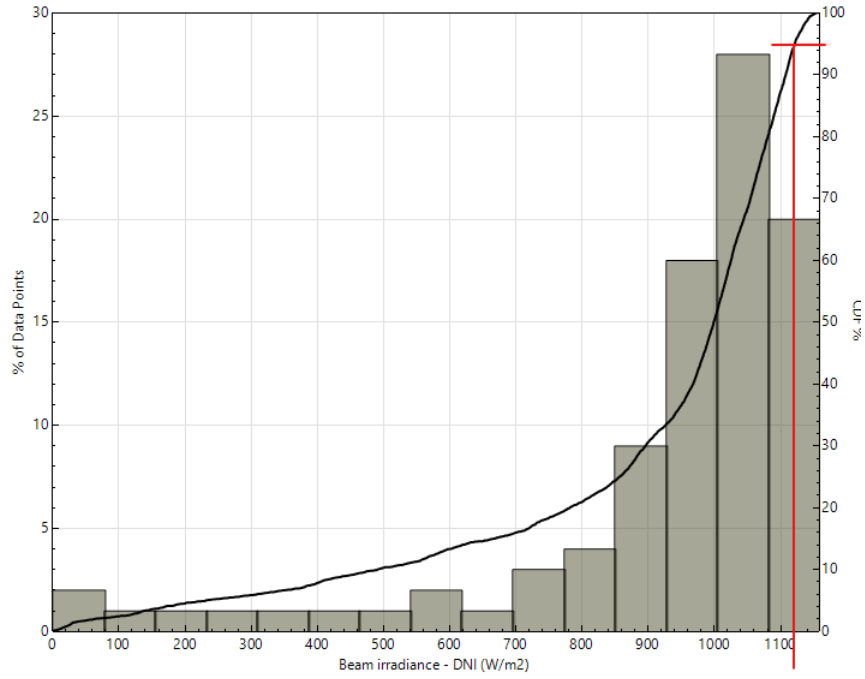


Figura 3.9: Selección punto de diseño DNI.

La salida bruta de la turbina se selecciona de tal forma que la producción neta de diseño sea la deseada (100MW), tomando en cuenta un factor de conversión de 0.9. Los parámetros restantes son los que SAM tiene definidos por defecto.

3.3.3.1. Optimización de la disposición de heliostatos y de las dimensiones de torre y receptor

El campo de heliostatos y las dimensiones de la torre son optimizados durante la simulación de SAM, particularmente se utiliza la opción de optimizar la disposición de heliostatos y dimensiones de la torre, lo que entrega la altura de la torre, la altura del receptor y la relación de aspecto del receptor (altura / diámetro), principalmente usando las entradas que se especifiquen en las secciones de propiedades de los heliostatos, condiciones de operación, atenuación atmosférica, restricciones de distribución del campo solar y configuraciones de optimización.

Propiedades de los heliostatos

Las dimensiones de heliostatos son definidos tomando como referencia lo utilizado en el proyecto de Cerro Dominador, es decir 12 de alto y 12 de ancho . Cabe mencionar que la superficie de cada heliostato también incluye bordes, es decir, que no toda su área corresponde a una superficie reflectante. Lo superficie reflectante real se puede calcular según se muestra en la ecuación 3.4

$$A_{rh} = w_h \cdot h_h \cdot f_r \quad (3.4)$$

Donde:

- A_{rh} = Área reflectiva real de un heliostato
- w_h = Ancho del heliostato [m]
- h_h = Alto del heliostato [m]
- f_h = Fracción de área reflectante

A lo anterior se debe sumar que existen fuentes de error, asociadas a la imprecisión en el seguimiento, movimiento de la base, ondulación, y alineación de los heliostatos, así como la refracción atmosférica y la oscilación de la torre, razón por la cual se incluye el denominado error de imagen. En otras palabras, este error es una medida de la desviación de la imagen real del heliostato en el receptor, el cual ayuda a determinar la forma y distribución general del flujo solar reflejado en el receptor. Sin embargo, el valor de error de imagen toma en cuenta solo un solo eje en coordenadas de heliostatos, para conocer el error en la superficie completa SAM utiliza la ecuación 3.5.

$$\sigma_{c,tot} = \sqrt{2(2\sigma_{1ax})^2} \quad (3.5)$$

Donde:

- $\sigma_{c,tot}$: Error de imagen total
- σ_{1ax} : Error de imagen de un solo eje

En la Tabla 3.17 se muestran los parámetros predefinidos por SAM como propiedades de heliostatos y usados en las simulaciones, a excepción de las dimensiones de los heliostatos, para las cuales se utilizan las usadas en el proyecto de Cerro Dominador en Chile.

Tabla 3.17: Propiedades de heliostatos utilizadas.

Parámetro	Nomenclatura	Valor	Unidad
Ancho del heliostato	W_h	12	m
Alto de heliostato	h_h	12	m
Fracción de área de reflectante	f_{ref}	0.97	-
Área de heliostato	A_h	139.68	m^2
Error de imagen reflejada	σ_{1ax}	1.53	rad
Error de imagen total	$\sigma_{c,tot}$	4.327	rad

Operación de los heliostatos

La Tabla 3.18 expone los valores usados para las condiciones de operación de los espejo del campo, correspondientes a los valores estándar que sugiere el programa.

Según la explicación de SAM el ángulo de despliegue corresponde al ángulo de elevación solar por debajo del cual no funcionará el campo de heliostatos. Por otra parte, el valor asociado a la velocidad límite del viento representa el máximo antes de que los heliostatos se desenfocan y se pongan en un estado de reposo.

Tabla 3.18: Condiciones de operación de heliostatos.

Parámetro	Valor	Unidad
Ángulo de despliegue	8	°
Velocidad límite de viento	15	m/s
Energía de encendido heliostato	0.025	kWh
Potencia de seguimiento heliostato	0.055	kW

Atenuación atmosférica

La atenuación atmosférica se refiere a la pérdida óptica sobre cada heliostato producto de la dispersión y distorsión de la luz a largo de su trayecto entre el heliostato y el receptor, por lo que mientras más largo sea el trayecto mayor será la atenuación. Este tipo de pérdida depende en gran medida del contenido de aire del sitio y de las condiciones climáticas.

La pérdida por atenuación se puede definir mediante la ecuación polinomial 3.6, la cual calcula la fracción de pérdida en función de la distancia que recorre la luz reflejada (también conocida como rango inclinado).

$$\eta_{att} = \sum_{i=0}^3 c_i s^i \quad (3.6)$$

Donde:

$$s = \sqrt{h_x^2 + h_y^2 + h_{torre}^2} \cdot \frac{1km}{1000m} \quad (3.7)$$

- C_i : Coeficientes polinomiales
- s : Rango inclinado [m]
- h_x : Posición del heliostato en eje (respecto a la torre)
- h_y : Posición del heliostato en eje y (respecto a la torre)
- h_{torre} : Altura de la torre

Sam trae definido los coeficientes polinomiales para entregar una atenuación atmosférica del 9 %, lo cual es bastante alto si se toma en cuenta un estudio sobre la atenuación atmosférica en Chile, realizado de importantes universidades y centros de investigación, entre ellos, el Centro de Tecnologías para la Energía Solar de Fraunhofer Chile [36], en el cual se menciona que el Chile se destaca por tener los valores anuales de extinción atmosférica más bajos, por debajo del 4 % para 1 km de rango inclinado, mientras que en otros lugares del mundo las pérdidas anuales pueden llegar hasta el 17 %. Este tipo de pérdidas impacta directamente en los valores de LCOE calculados para plantas de energía solar de torre.

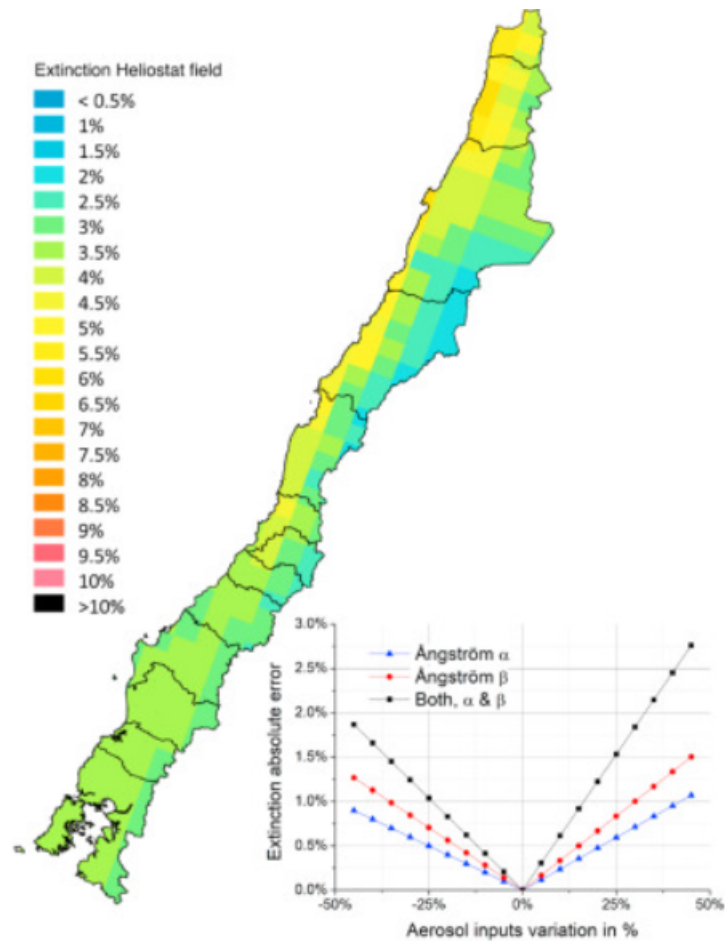


Figura 3.10: Valores de atenuación promedio anual para una planta termosolar de torre de 115 MW de potencia en territorio chileno [36].

A partir del mismo estudio, se toma como referencia el mapa de la Figura 3.10 para seleccionar un valor adecuado de atenuación atmosférica, logrando estimar a grandes rasgos que un valor adecuado para el lugar de estudio es de 3.2%. Debido a que no se logró obtener el detalle de cada coeficiente polinomial con los cuales se construye el mapa, se optó por simplemente variar los coeficientes hasta obtener el porcentaje de atenuación deseada, lo cual se puede observar en la Tabla 3.19.

Tabla 3.19: Pérdida por atenuación atmosférica.

Item	Valor	Unidad
Coficiente polinomial 0	0.001	-
Coficiente polinomial 1	0.057	1/km
Coficiente polinomial 2	-0.02	1/km ²
Coficiente polinomial 3	0.001	1/km ³
Pérdida promedio por atenuación	3.2	%

Restricciones de campo y configuración de optimización

Para la simulación es necesario conocer la distancia máxima y mínima la que pueden estar los heliostatos de la torre, lo cual requiere definir las fracciones de distancia máxima y mínima respectivamente. Las distancias límites se calculan según la ecuación 3.3.3.1.

$$d_h = f_d \cdot h_t \quad (3.8)$$

Donde:

- d_h : Distancia límite de heliostato a torre
- f_d : Distancia de distancia límite de heliostato a torre
- h_t : Altura torre

Además, se debe ajustar la optimización de SAM, específicamente el tamaño del paso inicial, número máximo de iteraciones y la tolerancia de convergencia, para lo cual se utilizan sus valores sugeridos por el programa. Estos ajustes son mostrados en la Tabla 3.20, junto con los valores de las restricciones del campo.

Tabla 3.20: Restricciones de campo y configuraciones de la optimización de campo y dimensiones de planta.

Parámetro	Valor	Unidad
Fracción de distancia máxima	9.5	-
Fracción de distancia mínima	0.75	-
Distancia máxima torre-heliostato	1814.23	m
Distancia mínima torre-heliostato	143.23	m
Tamaño inicial de paso	0.06	-
Número máximo de iteraciones	200	-
Tolerancia de convergencia	0.001	-

3.3.4. Torre y receptor

Los valores que asume el programa para la dimensiones de la torre y receptor son los que se obtienen mediante la optimización dentro de este mismo y cuyos parámetros fueron descritos en la sección 3.3.3.1. De todas formas, aún queda la descripción de algunos elementos importantes como los materiales y flujo (HTF) y propiedades del receptor. Existen más elementos en esta pestaña del programa, sin embargo, se considera que no poseen mayor relevancia para el estudio actual y solo se utilizan sus valores predefinidos.

3.3.4.1. Fluido de transferencia de calor (HTF)

El programa ofrece donde HTF, ambos sales fundidas pero con diferentes composiciones, siendo utilizada la predefinida (60% $NaNO_3$ 40% KNO_3). Esta sal es la más usada como

fluido caloportador y de almacenamiento en las plantas CSP [37], cuyas propiedades son mostradas en la Tabla 3.21.

Tabla 3.21: Propiedades sal solar (60% $NaNO_3$ 40% KNO_3) [38].

Propiedades	Valor	Unidad
Rango temperatura de operación (punto de fusión-límite superior)	220-565/600	°C
Densidad promedio	1899	kg/m ³
Viscosidad	0.00326	Pa.s
Conductividad térmica promedio	0.55	W/mK
Capacidad calorífica promedio	1.5	kJ/kg°C

Otro punto importante a considerar es el diseño y operación del sistema del HTF, los cuales son mostrados en la Tabla 3.22 y dentro de los que se encuentra el flujo másico máximo de HTF que puede recibir el receptor, cuya expresión se aprecia en la ecuación 3.9.

$$\dot{m}_{r,máx} = \frac{f_{ro,máx} \cdot P_{t,r}}{c_{HTF} \cdot (T_{h,HTF} - T_{c,HTF})} \quad (3.9)$$

Donde:

- $\dot{m}_{r,máx}$: Flujo máximo de HTF receptor [m/s]
- $f_{ro,máx}$: Fracción máxima de operación del receptor [-]
- $P_{t,r}$: Potencia térmica del receptor [MWt]
- c_{HTF} : Calor específico HTF
- $T_{h,HTF}$: Temperatura caliente del HTF [°C]
- $T_{c,HTF}$: Temperatura fría del HTF [°C]

Tabla 3.22: Parámetros de operación y diseño del receptor.

Item	Valor	Unidad
Fracción mínima de de receptor	0.25	-
Fracción máxima de operación del receptor	1.2	-
Retraso puesta en marcha del receptor	0.2	h

El valor del flujo másico máximo del receptor no se muestra debido a que varía con la potencia y por tanto depende el múltiplo solar, el cual es variado en las diferentes simulaciones realizadas.

3.3.5. Ciclo de potencia

El ciclo de potencia cumple la labor de convertir la energía térmica en energía eléctrica. El modelo de torre central usado en el programa permite la utilización de dos opciones para modelar el ciclo de energía:

- Ciclo de Rankine: Utilizado para máquinas de vapor de ciclo Rankine con dos calentadores de agua de alimentación abiertos y un precalentador, una caldera y un sobrecalentador. Este modelo es rápido, flexible y preciso, y es adecuado para modelar la mayoría de los ciclos de energía CSP convencionales.
- Ciclo de potencia definido por el usuario: Permite usar datos del modelo personalizados para el ciclo de energía que quiera el usuario en SAM. Requiere que proporcione valores para los parámetros generales del ciclo de energía junto con tablas de datos que muestren la energía eléctrica generada en un rango de tasas de flujo másico HTF, temperaturas ambientales y temperaturas ambientales.

Tabla 3.23: Parámetros generales de diseño ciclo de potencia.

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia de bomba para HTF	0.55	kW/kg/s
Fracción de potencia térmica para standby	0.2	-
Tiempo de puesta en marcha del ciclo de potencia	0.5	h
Fracción de potencia térmica para puesta en marcha del ciclo	0.5	-
Fracción de operación mínima de la turbina	0.2	-
Fracción de operación máxima de turbina sobre el valor de diseño	1.05	-
Flujo másico de HTF	635.3	kg/s

En la Tabla 3.23 se presentan los parámetros generales de diseño del ciclo de potencia, donde se resalta el la fracción de operación mínima de la turbina ya que bajo esta fracción no se genera energía eléctrica, lo cual es considerado más adelante para controlar el despacho de la central CSP, y el flujo másico de la sal solar en el punto de diseño, cuyo valor es calculada por SAM según la ecuación 3.10.

$$\dot{m}_{HTF} = \frac{P_t \cdot 1000}{c_{HTF} \cdot (T_{h,HTF}) - T_{c,HTF}} \quad (3.10)$$

Donde:

- \dot{m}_{HTF} : Flujo másico de sales fundidas (HTF) en el punto de diseño [kg/s]
- P_t : Potencia térmica del ciclo [MWt]
- c_{HTF} : Calor específico promedio HTF [kJ/kg K]
- $T_{h,HTF}$: Temperatura caliente HTF [°C]

- $T_{c,HTF}$): Temperatura fría HTF [°C]

Se muestran también algunas de las variables que especifican las condiciones de operación de diseño para el ciclo Rankine de vapor en la Tabla 3.24, cuyos valores son los predeterminados por el programa.

El término referido a control de la presión de entrada a la turbina se refiere a la forma en que se determina la presión del fluido cuando no está funcionando a su punto de diseño, la cual puede ser a presión constante o presión decreciente. Para el caso del tipo de condensador se pueden seleccionar entre un condensador enfriado por aire (enfriamiento seco), enfriamiento por evaporación (enfriamiento húmedo) o un sistema de enfriamiento híbrido, por ser el más simple y sugerido por SAM, se utiliza el enfriado por aire.

Tabla 3.24: Parámetros ciclo de Rankine.

Parámetro	Valor	Unidad
Presión de operación del evaporador	100	bar
Control de la presión de entrada a la turbina	Presión constante	
Tipo de condensador	Enfriado por aire	
Temperatura ambiente de diseño	42	°C
ITD en punto de diseño	16	°C

3.3.6. Almacenamiento

Los diseños con doble estanque son los más comunes para esta tecnología, aunque de todas formas SAM solo puede modelar sistemas de almacenamiento para torre con dos estanques separados, uno caliente y el otro frío. La Tabla 3.25 muestra los parámetros del sistema TES, sin contar con la capacidad térmica del sistema de almacenamiento, volumen de HTF disponible, y el volumen y diámetro del estanque ya que son valores que dependen de las horas de almacenamiento, las cuales son definidas en las posteriores simulaciones.

El parámetro más relevante a destacar es la capacidad térmica del sistema de almacenamiento, que como se mencionó varía en función de las horas de almacenamiento y de la potencia térmica del ciclo, como se ve reflejado en la ecuación 3.11

$$C_{TES} = h_{TES} \cdot P_t \quad (3.11)$$

Donde:

- C_{TES} : Capacidad térmica TES [MWt·h] H_{TES} : Horas de almacenamiento térmico a funcionamiento completo de planta.
- P_t : Potencia térmica del ciclo [MWt]

El diámetro del estanque viene dado por el volumen necesario para almacenar el fluido y la altura dada. Por otra parte, ambos estanques poseen una temperatura mínima de

Tabla 3.25: Parámetros del sistema de almacenamiento térmico.

Item	Valor	Unidad
Altura tanque de almacenamiento	12	m
Altura mínima del fluido del tanque	1	m
Pares de tanques en paralelo	1	-
Coefficiente de pérdida mojada	0.4	Wt/m^2K
Porcentaje inicial de sales caliente	30	%
Temperatura mínima del estanque frío	280	$^{\circ}C$
Capacidad del calentador del estanque frío	15	
Temperatura mínima del estanque caliente	500	$^{\circ}C$
Capacidad del calentador del estanque caliente	30	Mwe
Eficiencia del calentador de estanque	0.99	-

funcionamiento, si el estanque alcanza la temperatura mínima se pone en funcionamiento un calentador eléctrico para evitar que la temperatura siga disminuyendo, esto se aplica en ambos estanques

3.3.7. Estrategia de generación de electricidad estable

Al tener un sistema mixto se puede lograr la estabilidad de generación deseada para la alimentación del electrolizador, sin embargo, el desafío es definir una estrategia adecuada para lograr esta meta. En [39] se presenta un concepto de una planta PV mejorada a través de energía solar de concentración (CSP) con receptor central que puede enviar energía solar desde el día hasta la noche para proporcionar capacidad de carga base solar a la red.

El concepto anterior se basa en la generación eléctrica a través de una planta fotovoltaica, combinada con una segunda planta CSP de la misma capacidad (100MW), donde esta última ajusta su patrón de generación de energía al perfil de carga suministrado por la planta de energía fotovoltaica, buscando llenar el vacío entre la potencia PV y los 100 MW deseados.

A grandes rasgos, se diseña de tal forma que durante las horas pico de energía fotovoltaica, es decir, durante las horas de luz día, la planta de CSP reduzca la producción de energía al mínimo para usar tanta energía solar como sea necesaria para mantener la turbina en funcionamiento y que el calor residual del receptor se almacene en las sales fundidas. Por otra parte, cuando el sol comienza a ponerse por la tarde y el suministro de energía fotovoltaica disminuya progresivamente, la planta de CSP debe aumentar su generación de energía nuevamente para llenar el espacio faltante para los 100 MW deseados. En los momentos que la planta fotovoltaica no suministra electricidad, la planta de CSP funciona a plena capacidad (durante toda la noche), utilizando el calor del TES. Así, se puede tener una planta capaz de entregar energía constante al generador de hidrógeno.

Debido a que el electrolizador de estudio es de 100 MW en caso de haber una producción eléctrica superior a ese valor, el exceso será inyectado a la red eléctrica.

3.3.7.1. Sistema de control de despacho

La propuesta mencionada se desarrolla en SAM, el cual no permite hacer una integración intuitiva de dos tecnologías ajustando la generación de una planta según el perfil de otra, sin embargo, es posible controlar el despacho de la energía térmica almacenada. El sistema de control de SAM permite poder utilizar directamente la energía en el bloque de potencia para generación eléctrica o almacenar parte (o toda) la energía térmica de cierto instante para así poder utilizarse en otro momento según necesidades.

Para definir el control de despacho SAM posee una matriz de las fracciones de salida de la turbina de los días típicos (24 horas) de cada mes del año, es decir, una matriz de 24x12, como se observa en la Figura 3.11. Las fracciones de salida representan un múltiplo de la entrada térmica del ciclo de energía para escalar la salida eléctrica del sistema según se desee.

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Feb	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Mar	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Apr	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
May	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Jun	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Jul	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Aug	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Sep	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Oct	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Nov	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Dec	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5

Figura 3.11: Ejemplo de matriz de fracción de turbina en SAM.

Ante esta posibilidad de control, es necesario crear el perfil de generación CSPA que se adapte a la planta PV. Para esto se requirió generar un código en Jupyter Notebook (python) que tomara los datos de generación de todo un año (8760 horas) de Excel, exportados desde la simulación PV de SAM, calculara la días típicos de cada mes, y los reste de los 100MW estables, buscando que el sistema de torre cubra lo que no puede cubrir el sistema PV por sí sola. Esta demanda de carga por la parte CSP, se convirtió en un porcentaje de la fracción de salida de la turbina y se aplica a la entrada térmica de la turbina de diseño, lo cual se observa en la Figura 4.2.

Se debe acotar que el programa tiene la posibilidad de diferenciar entre días de semana y fines de semana, sin embargo, como este trabajo se enfoca en una producción constante no se tomó en cuenta regímenes diferentes. Además se utilizó la función de que las fracciones seleccionadas funcionen como la capacidad máxima de salida, evitando se genere más energía de la necesaria en cierto instante y no se guarde para cuando sí se requiera.

3.4. Simulaciones

Aparte de la simulación de la planta PV en función del diseño detallado en secciones anteriores, se utilizaron diferentes configuraciones de planta CSP en las simulaciones para poder comparar, más adelante, la mejor opción. La Tabla 3.26 muestra las distintas configuraciones utilizadas en las simulaciones de SAM. Cabe destacar que, y como se mostró en la Figura 3.1, primero se define el múltiplo solar a evaluar, se simula la planta CSP y posteriormente se realiza un análisis paramétrico (dentro del mismo programa) en función de diferentes horas de almacenamiento. Esto se debe a que cada múltiplo solar genera un campo de heliostatos y dimensiones de planta diferentes, las cuales son optimizadas durante la simulación independiente de las horas TES.

Tabla 3.26: Configuraciones CSP simuladas.

Item	Unidad		Valor						
Capacidad bruta de la turbina	MW	112							
Capacidad neta de la turbina	MW	101							
Horas de carga completa TES	h	8					12		
Múltiplo solar	-	1.5	2	2.5	3	1.5	2	2.5	3
Horas de carga completa TES	h	16					20		
Múltiplo solar	-	1.5	2	2.5	3	1.5	2	2.5	3

En el análisis paramétrico de las simulaciones las variables de entrada son el múltiplo solar y las horas de almacenamiento con las cuales se obtienen las variables de salida seleccionadas en el programa, las cuales en este caso son:

- Factor de planta
- Costo nivelado de energía (LCOE) real
- Generación de electricidad

3.5. Selección de configuración

En primer lugar, y con el fin de evitar un gasto de tiempo innecesario comparando la producción de hidrógeno de todas las configuraciones, se opta por hacer una preselección en función las variables de salida mencionadas anteriormente, además de algunos otros parámetros creados en Excel en función de las mismas, como por ejemplo, exigencias de porcentaje de generación eléctrica respecto al máximo posible (factor de planta) para mantener una producción de hidrógeno verde estable. Para este trabajo se selecciona un factor de planta total del 90 % como mínimo.

Una vez hecha la preselección, se requiere evaluar la generación de hidrógeno, siendo necesario elegir la mejor opción posible dentro de las opciones restantes. Para decidir de

manera objetiva, se optó por calcular el costo nivelado de producción de hidrógeno verde (LCOH), explicado en la sección 3.5.1, y usarlo como principal indicador económico.

Una vez seleccionada en base al LCOH se procede a realizar una evaluación económica más precisa, recordando que en primera instancia se utiliza el LCOE calculado por SAM, lo cual es un valor sobre-estimado y puede ser precisado de mejor manera.

3.5.1. Cálculo de indicadores

3.5.1.1. Costo nivelado de energía (LCOE)

Este indicador económico el coste de producción de la energía a lo largo de la vida económica y su utilidad principal es la comparación de diferentes tecnologías de generación. Su valor es obtenido al dividir los costos acumulados de construcción y operación de la planta a evaluar por la suma de la energía anual generada durante la vida operativa de la planta de energía, lo cual se representa en la ecuación 3.12. Este enfoque sigue el método del valor actual neto, en el cual la cantidad de dinero que se invierte hoy es comprado con valor presente de las cantidades de efectivo futuras (después de que se descuentan mediante una tasa de rendimiento establecida).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (3.12)$$

Donde

- N= Vida del proyecto en años (horizonte de tiempo) [-]
- I_t = Costo de inversión en el año t [US\$]
- M_t = Costo de operación y mantención en el año t [US\$]
- F_t = Costo de combustible en el año t [US\$]
- E_t = Energía generado en el año t [MWh]
- r= tasa de descuento [-]

En este caso los costos de combustible son nulos

Como se mencionó en la preselección se utilizan los valores de LCOE entregados por SAM, sin embargo, para la evaluación de la configuración definitiva se calcula utilizando valores ajustados según las proyecciones otorgadas por NREL (el mismo desarrollador de SAM).

Las proyecciones se basan 3 escenarios:

- Escenario de costos de tecnología constante: Sin cambios en gastos de inversión o capital (CAPEX), gastos de mantención y operación (OPEX) o factor de capacidad de las estimaciones actuales (2021 para CSP) hasta 2050.

- Escenario de costos medios de tecnología: Se basa en las proyecciones de literatura reciente y en el juicio de NREL de los costos de Estados Unidos para CAPEX futuros en 2025, 2030, 2040 y 2050 ((IRENA 2016), (Breyer et al.2017), (Murphy et al.2019)), (Feldman et al.2016) y (Banco Mundial 2014)).
- Escenario de bajo costo de tecnología: Basado en el límite inferior de la muestra de literatura y en el informe Power to Change (IRENA 2016).

Es razonable tomar el escenario de bajo costo en el presente trabajo debido a las condiciones favorables de Chile entorno al recurso solar y el creciente mercado. Se obtienen factores de ajuste para los CAPEX Y OPEX para la tecnología PV y CSP.

A partir de la Figura 3.12 se calcula el factor de ajuste del CAPEX obtenido desde SAM. Para determinar este valor se divide el valor correspondiente al año 2021 (US\$6,450/kWe) por el valor correspondiente al año 2025 del escenario de bajo costo (US\$4,000/kWe). Se toma en cuenta el año 2025 debido a que es un tiempo aproximado prudente para el comienzo de generación eléctrica de este proyecto de ingeniería conceptual.

Análogamente se realiza el mismo procedimiento con las Figuras 3.13, 3.14 y 3.15.

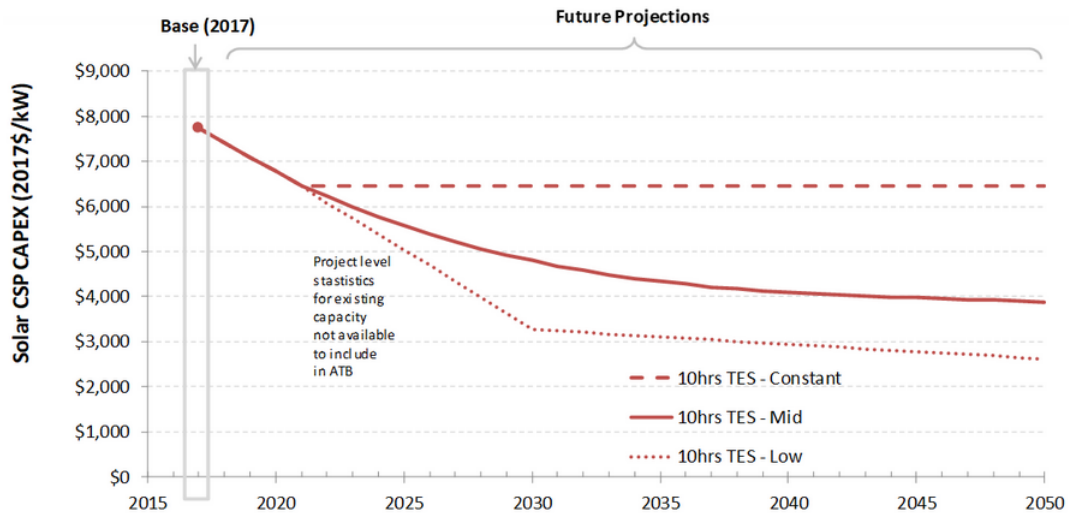


Figura 3.12: Tendencia histórica de CAPEX, proyección histórica actual y futura para plantas solares CSP [40].

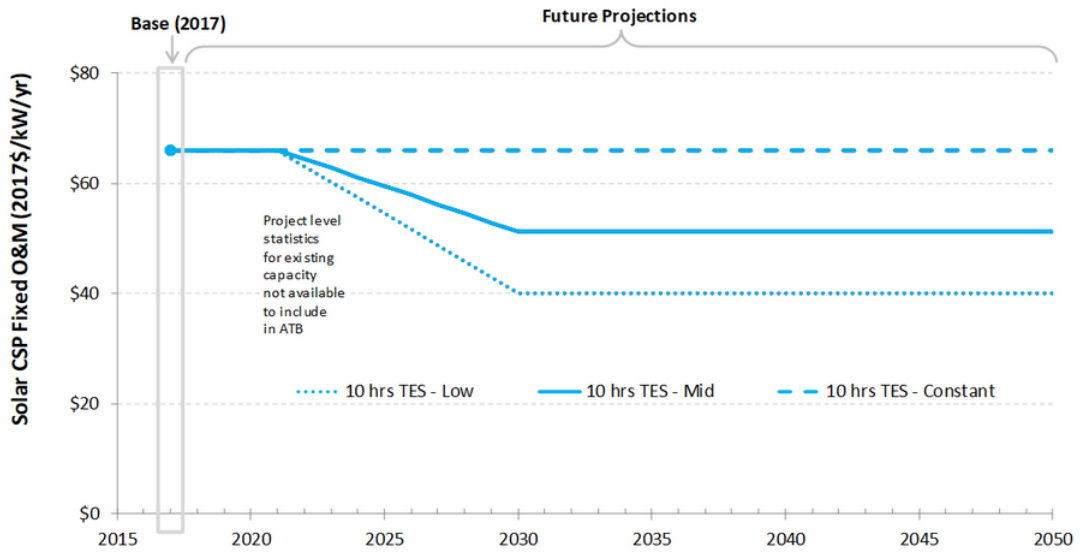


Figura 3.13: Proyecciones de costos de mantenimiento y operación (OPEX) para plantas solares CSP [40].

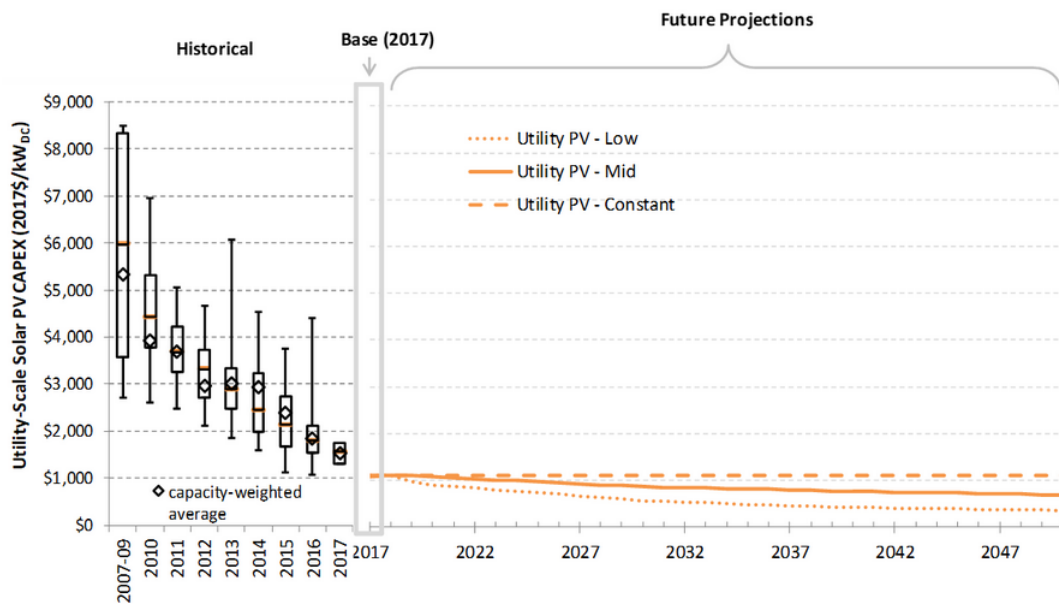


Figura 3.14: Tendencia histórica de CAPEX, proyección histórica actual y futura para plantas PV [41].

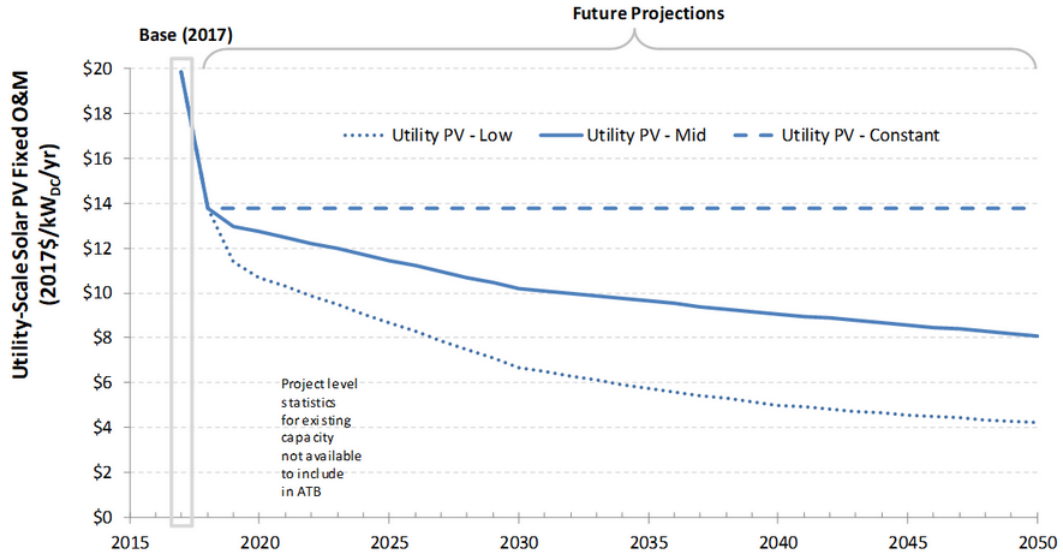


Figura 3.15: Proyecciones de costos de mantenimiento y operación (OPEX) para plantas PV [41].

Los valores obtenidos son resumidos en la Tabla 3.27, junto con los valores de CAPEX y OPEX provenientes de SAM.

Tabla 3.27: CAPEX, OPEX y sus factores de ajuste.

Item	PV	CSP
Capacidad [kW]	120,000	100,000
Capex [US\$]	124,229,064	600,310,272
Opex [\$/kW-year]	9	66
Factor de ajuste Capex	0.6364	0.7752
Factor de ajuste Opex	0.6331	0.8636

3.5.1.2. Costo nivelado de hidrógeno (LCOH)

El costo nivelado del hidrógeno (LCOH, por sus siglas en inglés) es también un indicador económico que permite contabilizar todos los costos de capital y operativos de la producción de hidrógeno y, por lo tanto, se usa para comparar diferentes rutas de producción sobre una base similar. Cabe recalcar que el LCOH no incluye los costos de almacenamiento y transporte de H_2 .

$$LCOH = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{P_t}{(1+r)^t}} \quad (3.13)$$

Donde

- N: Vida del proyecto en años (horizonte de tiempo) [-]
- C_t : Costos en año t [US\$]

- P_t : Cantidad de hidrógeno producido en año t [kg]
- r: tasa de descuento [-]

$$\sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t} = \frac{1 - (1-r)^{-N}}{r} \quad (3.14)$$

Los costos de producción en este caso son el coste del electrizador, el cual es independiente de la sumatoria, y los costos anuales de electricidad. Reordenando término y tomando en cuenta que se puede evitar realizar todos los elementos de la sumatoria según se expresa en la ecuación 3.14, la ecuación 3.13 se puede expresar como sigue:

$$LCOH = \frac{C_{el} + \frac{C_{et} \cdot (1 - (1-r)^{-N})}{r}}{\frac{P_t \cdot (1 - (1-r)^{-N})}{r}} \quad (3.15)$$

Donde:

- C_{el} : Costo del electrizador [US\$]
- C_{et} : Costo de electricidad anual año t [US\$]

Al evaluar las preselecciones el costo anual de electricidad C_{et} se calcula usando el LCOE obtenido desde SAM y multiplicado por la electricidad anual usada en el electrizador. Por otra parte, la cantidad de hidrógeno producida anualmente P_t se obtiene a partir de Python con los datos de generación eléctrica de cada configuración simulada.

Finalmente se debe recalcar que el costo estimado del electrizador alcalino es obtenido de un estudio realizado por TCI GECOMP, en el cual se considera de 480 euros por kW de potencia (aproximadamente 547.44 dólares por kw) [42].

3.6. Electrólisis alcalina

La producción del hidrógeno verde tratada en este trabajo, la cual no incluye los procesos de almacenamiento y transporte, se realiza en un electrizador alcalino, tecnología seleccionada a partir de los antecedentes entregados en la sección 2.2.3.4. La ecuación 3.16 permite obtener la producción de hidrógeno para un procesos de electrólisis alcalina [43], la cual es utilizada en Jupyter Notebook para obtener la producción de H_2 hora a hora de todo un año.

$$\dot{m}_{H_2} = \frac{P_e}{C_{sp,e}} \quad (3.16)$$

Donde:

- P_e : Perfil de potencia instantánea del electrizador [kW]
- $C_{sp,e}$: Consumo energético específico "SEC"(incluidos los auxiliares) [kWh/kg]

El perfil de potencia instantánea en este caso es la energía eléctrica generada por la planta híbrida, es decir, la suma de ambas tecnologías, tomando en cuenta que todos los excedentes a 100 MW son inyectados a la red y no son ocupados en la generación de hidrógeno. Para el consumo eléctrico específico $C_{sp,e}$ se utiliza el valor proyecto para el año 2025 de 49 [kWh/kg] [43].

Capítulo 4

Resultados y discusión

Una vez presentado el diseño de las plantas se procede a exponer los resultados obtenidos. Para comenzar, se muestran los datos generados en la simulación de la tecnología fotovoltaica, luego las simulaciones de las diferentes configuraciones de planta de receptor de torre, sobre las cuales se realiza una preselección bajo diferentes condiciones antes de analizar su generación de hidrógeno (considerando la planta fotovoltaica) y poder definir la opción más adecuada. A esta selección final se le realiza un análisis más detallado.

4.1. Planta PV

En primer lugar es importante conocer el perfil de generación de la planta fotovoltaica a lo largo de un año, lo cual se encuentra expresado en el gráfico de la Figura 4.1. Se observa que la generación es acorde a lo diseñado aunque se debe tener en cuenta que jamás se lleva a exactamente los 100 MW de potencia de diseño, lo cual es normal en una planta fotovoltaica. De todas formas, los valores picks son de 99,284.9 kWh, lo cual es bastante cercano.

El factor de planta resultó ser un valor alto pero dentro de valores típicos que poseen estas plantas, al igual que la generación anual, lo cual es observado en La Tabla 4.1, junto con otros parámetros de desempeño general.

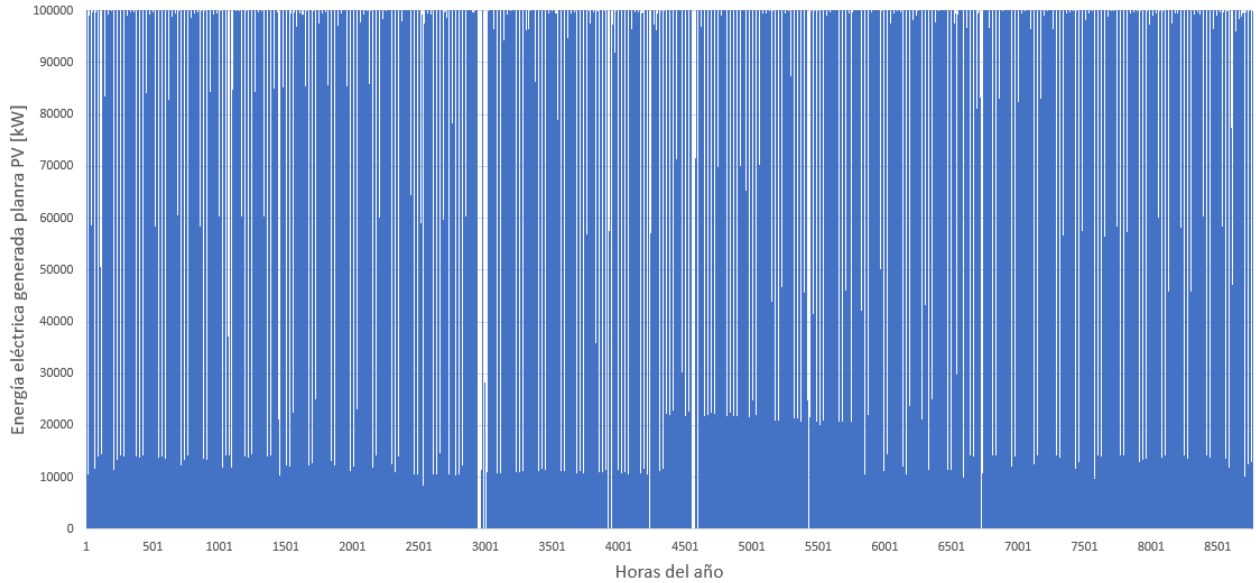


Figura 4.1: Generación del sistema fotovoltaico durante todo un año.

Tabla 4.1: Desempeño de la planta de energía fotovoltaica.

Item	Valor	Unidad
Generación anual	337.825	GWh
Factor de planta	32.1	%
Rendimiento energético	2815	kWh/kW
Performance ratio	76	%
LCOE	39.39	USD/MWh

Respecto a las dimensionado de la planta, se tiene que se requieren 263,928 módulos y 40 inversores de los modelos seleccionados. Por otra parte, la construcción de esta parte de la planta requiere considerar que los módulos por si solos ocupan $556,888 m^2$, y ya para el área de terreno requerida para el arreglo, sin incluir terreno adicional para el resto del equipo del sistema, se estima en $1,856,333 m^2$, lo cual es resumido en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2: Dimensionamiento planta PV.

Ítem	Valor	Unidad
Número de módulos	263,928	-
Número de strings	9,426	-
Número de inversores	40	-
Área de módulos	556,888	m^2
Área total de planta	1,856,333	m^2

4.2. Planta CSP

4.2.1. Control de despacho

Realizando el procedimiento mencionado en la sección de metodología, se lleva el perfil de generación CSP necesario para cubrir a la planta PV a una matriz de fracción de turbina, cuyos datos obtenidos son mostrados en la Figura 4.2.

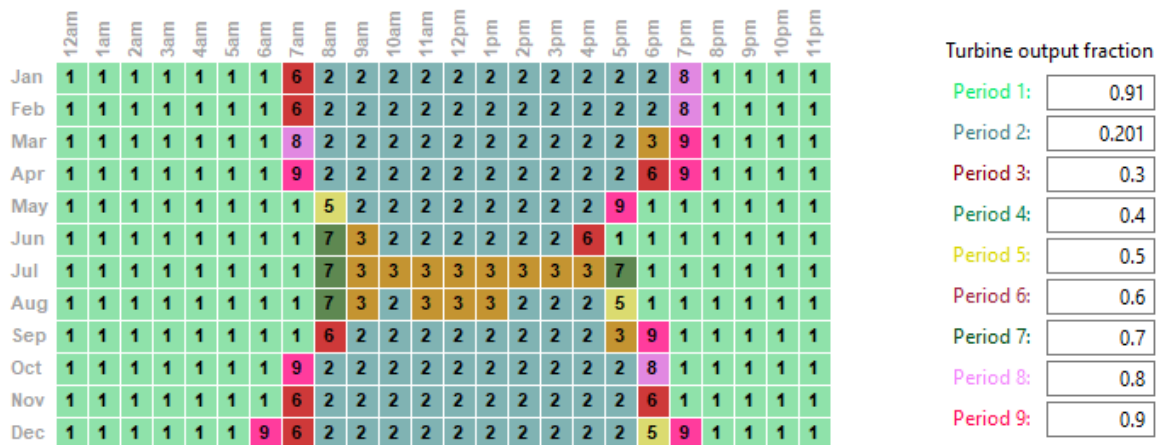


Figura 4.2: Izquierda: Matriz de control de despacho utilizada en SAM; Derecha: Fracciones de salida de turbina de cada periodo.

Sólo se pueden asignar 9 periodos, cada uno relacionado una fracción, por lo que los valores fueron aproximados a la décima superior (excepto las fracciones de los periodos 1 y 2), asegurado además la producción necesaria. El periodo 2, poseía un valor original de 0.2 pero SAM no trabaja bien con los valores límites, tomando en cuenta que 0.2 es la fracción mínima de turbina, bajo la cual no se genera energía. La fracción asociada al periodo 1, correspondiente al máximo requerimiento (cuando la generación PV es nula), se aproxima a la centésima superior, evitando usar toda la capacidad de manera innecesaria.

La Figura 4.2 refleja la mayor carga de trabajo con que se diseña la planta CSP en la noche y primeras horas del día. Durante el día solo se hace trabajar la turbina de manera mínima para evitar detenciones y el resto de energía sea almacenado como energía térmica cuando el recurso solar sea escaso o nulo.

Finalmente se debe tomar en cuenta que parte la utilización de esta estrategia para relacionar ambas tecnologías (PV y CSP) mediante el control de despacho implica que al momento de simular se entregan valores de generación no exactamente iguales a los deseados, ya que la matriz que se obtiene mediante la manipulación de datos en Python utiliza, es a través del cálculo de días típicos, y además, son redondeados superiormente como ya se mencionó.

4.2.2. Preselección

En esta sección se presentan los resultados obtenidos a partir de las diferentes configuraciones mostradas anteriormente en la Tabla 3.26. Como se mencionó en los antecedentes, las dimensiones de las planta, varían según el múltiplo solar ya se requiere una mayor sobredimensionamiento. Esto se puede comprobar en la Tabla 4.3 donde el número de heliostatos, la altura y diámetro de torre y el diámetro del receptor tienen un comportamiento creciente en función del MS, a excepción de la altura de torre entre los MS 2.5 y 3, donde el valor decrece, lo cual se explica simplemente con que en ese caso el programa seleccionó un diámetro de receptor aún más grande dentro de la optimización.

Tabla 4.3

Múltiplo solar	Número de heliostatos	Altura torre [m]	Altura receptor [m]	Diámetro externo receptor [m]
1.5	4,569	134.63	14.02	11.91
2	5,871	169.22	16.45	14.66
2.5	7,305	189.58	18.40	15.87
3	8,968	188.60	19.23	17.18

Para el caso de las áreas de las plantas simuladas, se tiene la Tabla 4.4, en la cual se observa el área total de las plantas (incluyendo el sistema completo CSP, el campo y la torre) a medida que se varía el MS.

Tabla 4.4: Área de plantas CSP.

Múltiplo solar	Área total planta [m ²]
1.5	5,387,009
2	6,140,146
2.5	7,483,974
3	10,072,319

Al realizar variaciones en las horas de almacenamiento térmico, es necesario mostrar las dimensiones del sistema TES faltantes a Tabla 3.25, específicamente el volumen y diámetro de cada tanque, valores mostrados en la Tabla 4.5 y que también son directamente proporcionales con las horas de almacenamiento.

Tabla 4.5: Dimensiones TES según horas de almacenamiento.

Horas TES	Volumen tanque [m ³]	Diámetro [m]
8	11,037	34.2
12	16,556	41.9
16	22,075	48.4
20	27,594	54.1

Para evaluar el desempeño de las 16 diferentes configuraciones CSP se adjunta la Tabla 4.6, la cual incluye la generación anual, el factor de planta y el LCOE real. Junto a lo anterior se grafican cada una de estas variables de desempeño en las Figuras 4.3, 4.4 y 4.5.

Tabla 4.6: Desempeño de las diferentes configuraciones CSP.

Múltiplo solar	Horas TES	Generación anual [GWh]	Factor de planta [%]	LCOE [US\$/MWh]
1.5	8	345.143	38.88	104.75
	12	408.184	46.07	93.41
	16	410.328	46.32	97.39
	20	410.460	46.33	101.81
2	8	362.945	40.88	110.36
	12	482.064	54.50	87.44
	16	493.876	55.86	89.10
	20	496.845	56.20	92.25
2.5	8	360.181	40.52	121.44
	12	503.347	56.90	91.11
	16	527.943	59.75	90.39
	20	531.682	60.18	93.20
3	8	358.394	40.27	132.31
	12	504.579	57.02	98.09
	16	533.760	60.43	96.17
	20	537.889	60.90	98.83

La siguiente figura muestra el perfil de generación anual para cada configuración, la cual efectivamente crece con el múltiplo solar y además con mayor cantidad de horas de almacenamiento (h_{TES}). No obstante, se debe notar que no existe grandes diferencias en las plantas con 8 horas de almacenamiento y distinto MS, lo que se explica en el hecho de que para pocas horas de almacenamiento se puede llegar a un punto de saturación más rápido, es decir, el sistema no es capaz de almacenar más energía térmica a pesar de poseer un gran campo de heliostatos, diferencia que si se aprecia de manera clara para plantas con 20 horas TES y diferente MS. Junto a lo anterior, las configuraciones de MS 2.5 y 3 son casi iguales si se compara su generación con las variadas horas.

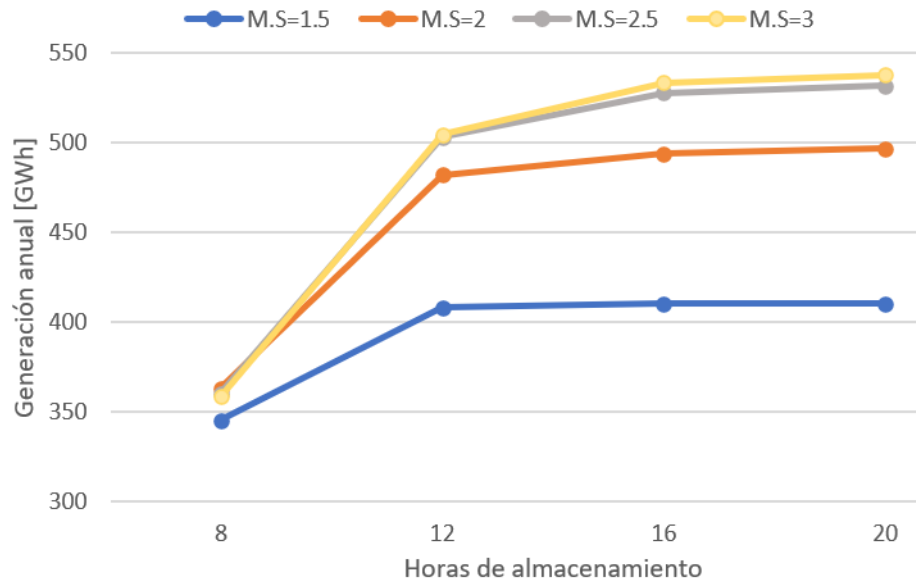


Figura 4.3: Generación anual para cada configuración CSP.

Análogamente se adjunta la Figura 4.4, la cual muestra los factores de planta de las simulaciones CSP, reiterando el comportamiento descrito de la figura anterior, es decir, el factor de planta crece en conjunto al MS y h_{TES} pero en menor medida para mayores MS y además, comparando los factores de planta entre MS 2.5 y 3 se puede decir que son muy similares.

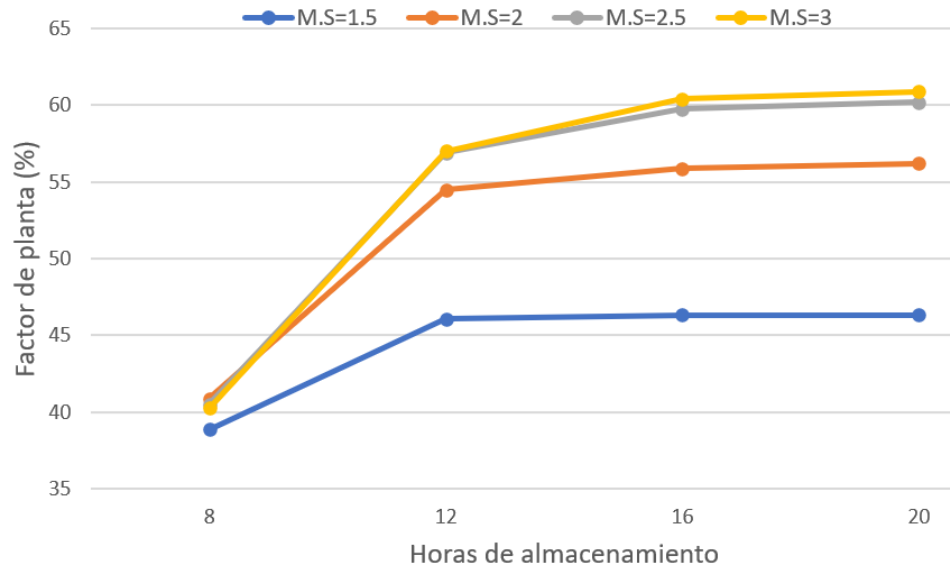


Figura 4.4: Factor de planta para cada configuración CSP.

Una de las métricas más importantes es la que se presenta en el gráfico de la Figura 4.5, en la cual se compara el costo nivelado de energía de las plantas simuladas (solo tecnología CSP) y que permite analizar con un criterio económico la viabilidad de generación. Se observa, que los valores más altos de LCOE corresponden a las plantas de torre con 8 horas de

almacenamiento, en las cuales no se logra una gran generación a bajos MS, mientras que en los caso de MS altos se produce un excesivo sobredimensionamiento, el cual no es aprovechado (se pierde energía) y aumenta el costo del sistema. El menor LCOE lo posee la planta de 12 horas de almacenamiento y múltiplo solar 2. Se debe notar que el punto menor de la curva LCOE de cada múltiplo solar ocurre a diferentes horas de almacenamiento, por ejemplo, para el caso de MS 2 el mínimo es con 12 horas TES (87.44 US\$/MWh), mientras que para MS 3 el mínimo está a las 16 horas, lo cual se debe que a mayores MS se puede aprovechar de mejor manera el almacenamiento térmico, no obstante el sistema puede no funcionar eficiente si es que se aumentan aún más las horas.

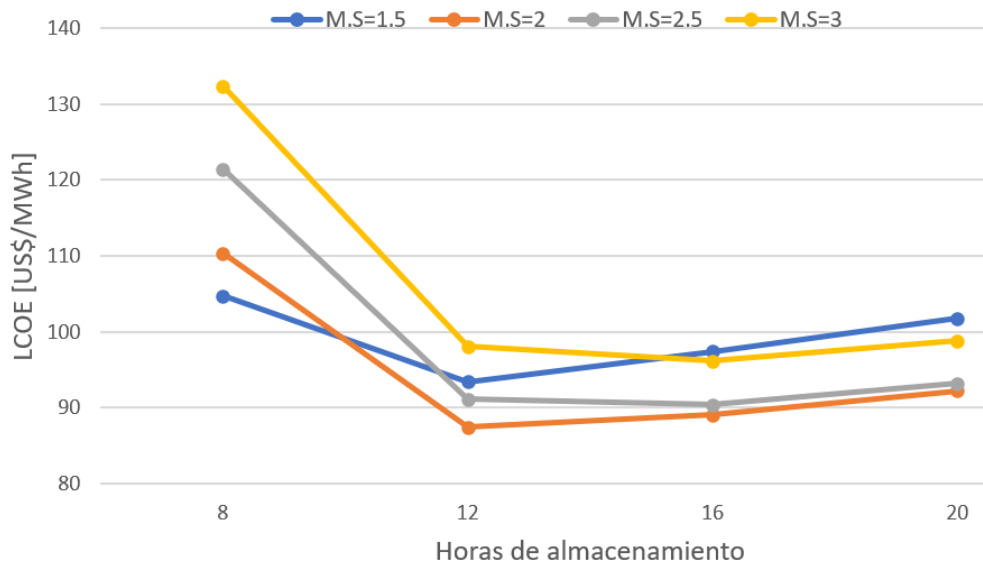


Figura 4.5: LCOE para cada configuración CSP.

Uno de los factores determinantes para seleccionar es el factor de planta total, es decir, tomando en cuenta la tecnología PV y CSP, lo cual debe ser como mínimo de un 90%. Estos factores son mostrados en la Tabla 4.7 y se grafican en la Figura 4.6. Se debe destacar que estos factores de planta están calculados con la suma de energías producidas cada hora del año de ambos sistemas pero quitando los excesos a 100 MWh ya que no pueden ser entregados al electrolizador, cuya potencia es de 100MW.

El comportamiento de los gráficos de Figura 4.6 es el mismo que lo representado en 4.4 debido a que solo se agrego la participación PV igual para todos los casos, razón por la cual no se analiza con mayor profundidad. Sin embargo, con los datos obtenidos de factores de planta total, sí se puede filtrar de manera simple todas aquellas plantas que no cumplen con los requisitos del 90% y que por tanto no lograrán una generación lo suficientemente estable. Comprobando que las plantas de múltiplo solar 1.5 son demasiado pequeñas para la generación de este tipo y que 8 horas de almacenamiento térmico (de cualquier MS) tampoco.

Tabla 4.7: Factor de planta de las plantas híbridas PV+CSP para cada una de las configuraciones CSP simuladas.

Múltiplo solar	Horas de almacenamiento	Factor de planta [%]
1.5	8	0.744
	12	0.815
	16	0.817
	20	0.818
2	8	0.766
	12	0.901
	16	0.913
	20	0.916
2.5	8	0.767
	12	0.929
	16	0.955
	20	0.959
3	8	0.767
	12	0.933
	16	0.964
	20	0.969

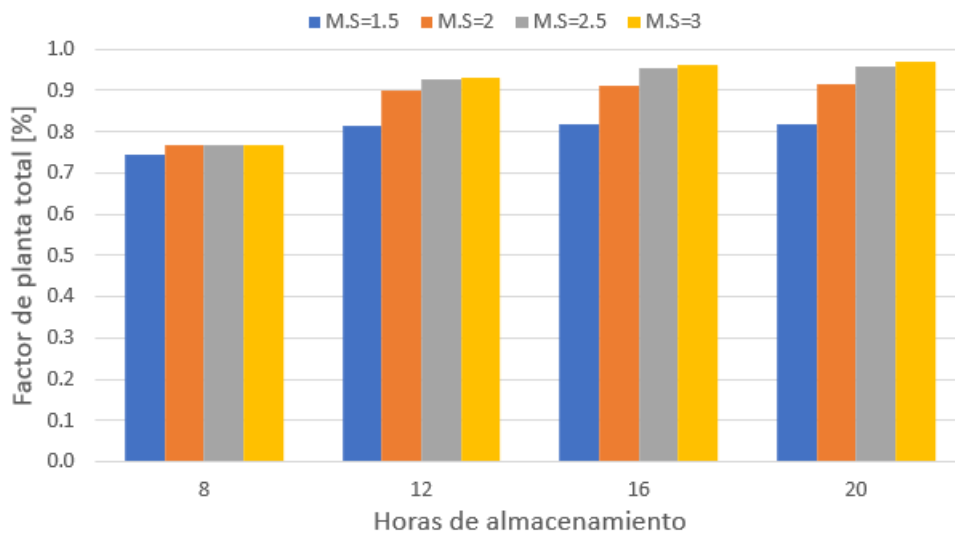


Figura 4.6: Factor de planta de las plantas híbridas PV+CSP para cada una de las configuraciones CSP simuladas.

Tomando en cuenta los resultados anteriores, se eliminan las plantas de 8 horas de almacenamiento debido a su alto LCOE y baja producción anual y las plantas de MS 3 producto de también elevado LCOE. Además las plantas con MS 1.5 no cumplen el requisito de entregar, en conjunto con la planta PV, el 90% de la energía anual ideal (788,000 MWh anuales) o equivalentemente, una cantidad de energía faltante al ideal menor a 88,000 MWh por lo que

también son descartadas. Por consiguiente se seleccionan las configuraciones siguientes para ser evaluadas en su producción de hidrógeno verde:

- Múltiplo solar 2 y 12 horas TES
- Múltiplo solar 2 y 16 horas TES
- Múltiplo solar 2 y 20 horas TES
- Múltiplo solar 2.5 y 12 horas TES
- Múltiplo solar 2.5 y 16 horas TES
- Múltiplo solar 2.5 y 20 horas TES

A continuación se utilizan los perfiles de generación anual de las plantas CSP preseleccionadas y se les suma el perfil de generación de la planta fotovoltaica para conocer la energía eléctrica total a cada hora del año para la planta híbrida solar. Se debe recordar con los electrolizadores alcalinos no deben ser usados con exceso de energía ya que se degradan (según lo comentado en la sección de antecedentes) por lo que a los perfiles de generación híbridos PV+CSP se les limita generación a solo 100 MW es decir, si existen horas donde haya exceso, esta energía se vierte a la red. Con estos perfiles se calcula la producción de hidrógeno según lo visto en la ecuación 3.16 y su costo nivelado de hidrógeno LCOH, lo cual es mostrado en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8: Electricidad disponible anual, generación anual de hidrógeno verde y LCOH para planta híbrida en función de cada preselección CSP.

Item	Valor					
	2			2.5		
Múltiplo solar						
Horas de almacenamiento	12	16	20	12	16	20
Generación anual H2 [kg]	16,105,072	16,313,786	16,376,299	16,607,086	17,068,689	17,146,876
Electricidad disponible PV+CSP anual [kWh]	789,148,524	799,375,515	802,438,634	813,747,224	836,365,754	840,196,907
LCOH[USD/kg]	6.66	6.71	6.86	6.77	6.74	6.80

Como se puede apreciar en la tabla anterior, la planta híbrida que posee el menor LCOH es la que posee la configuración de torre solar de múltiplo solar 2 y 12 horas de almacenamiento térmico, razón por la cual es seleccionada como modelo final a evaluar de forma más detallada.

El perfil de generación anual de la planta CSP seleccionada se visualiza en el gráfico de la Figura 4.7, en el cual los valores máximos alcanzados por hora son de 100,870 kW (horas en las cuales la planta PV no trabaja), y se observa que el periodo de los meses de invierno la generación eléctrica decae lo cual es lógica debido a que los sistemas CSP captan la radiación directa, la cual es menos en tiempos nublados. De todas formas esta baja podría

ser compensada con un mayor almacenamiento térmico pero que a su vez implica un mayor costo como se comentó con anterioridad. Los parámetros utilizados también son adjuntados en la misma tabla.

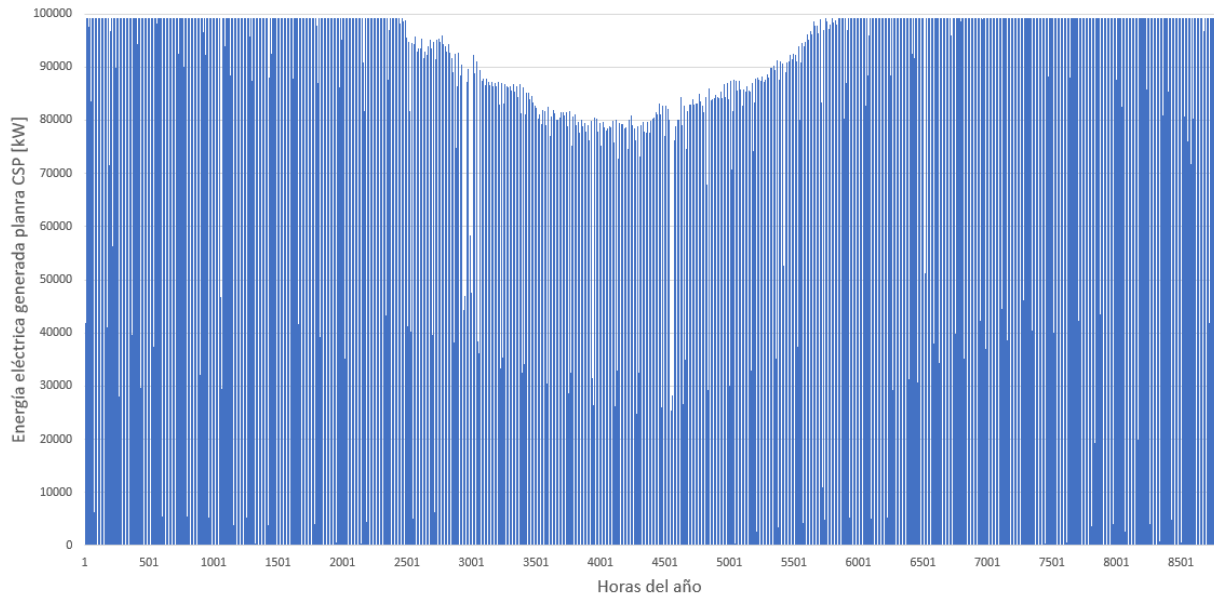


Figura 4.7: Generación del sistema de torre central durante todo un año.

Un punto a recalcar es el hecho de que a pesar de haber seleccionado 12 horas TES y un múltiplo de 2, la opción de tener un múltiplo solar de 2.5 y 16 horas también sería muy viable tomando en cuenta que tan solo difieren de 0.01 USD/MWh en su LCOE. Probablemente si se necesitara un factor de planta para la generación eléctrica más exigente aún, por ejemplo del 95 %, sin duda que la planta de mayores dimensiones habría sido la óptima.

4.3. Planta solar híbrida

4.3.1. Integración PV+CSP

Una forma de observar la generación anual es a través de un mapa de color, como se muestra en las Figuras 4.8 y 4.9, lo cual permite comprobar la interacción generada mediante el control de despacho para que la generación de la torre se ajuste a los periodos donde la planta fotovoltaica. Por un lado, en la figura 4.8 se aprecia la concentración de generación eléctrica fotovoltaica (colores rojizos) entre las 8 a.m y 7 p.m, con un leve acortamiento de horario y generación para el invierno. Los colores azulados reflejan la baja y nula generación nocturna.

Por otra parte, la figura 4.9 muestra la concentración de generación eléctrica justamente en las horas donde la CSP no puede cubrir, es decir, cuando hay menor radiación solar (primeras horas del día y en la noche). Al igual que en el perfil de generación CSP se aprecia un decaimiento en el periodo de invierno, específicamente en los meses de Junio y Julio donde la planta CSP no alcanza a cubrir si no hasta las 5 a.m aproximadamente.

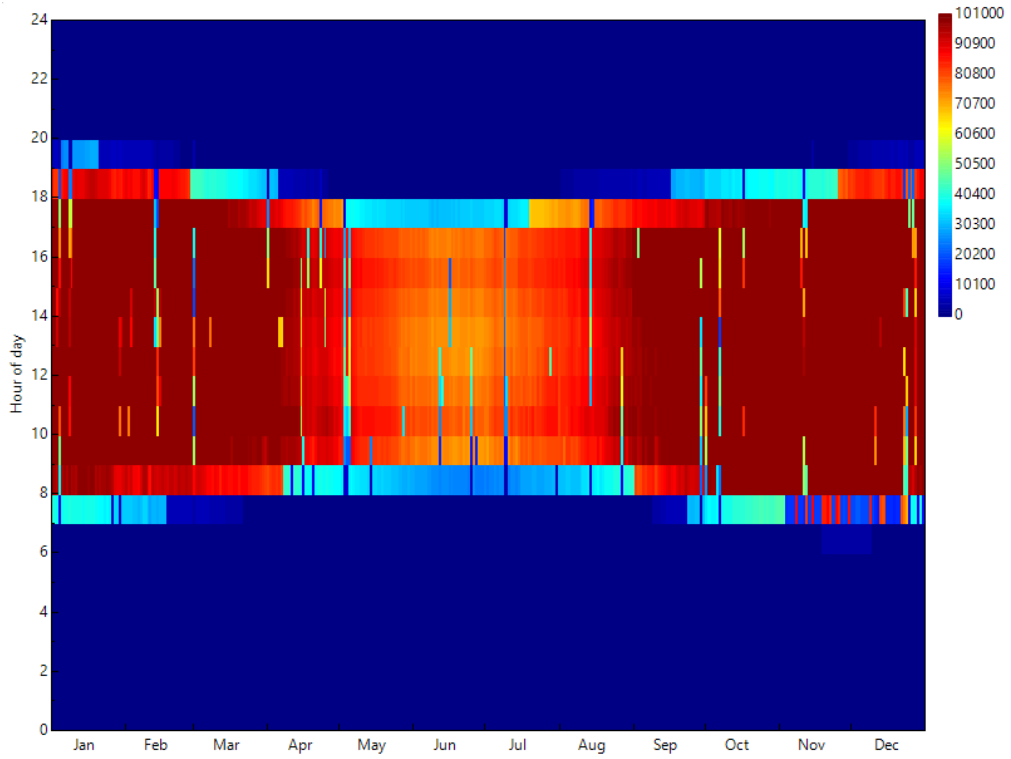


Figura 4.8: Mapa de calor planta PV.

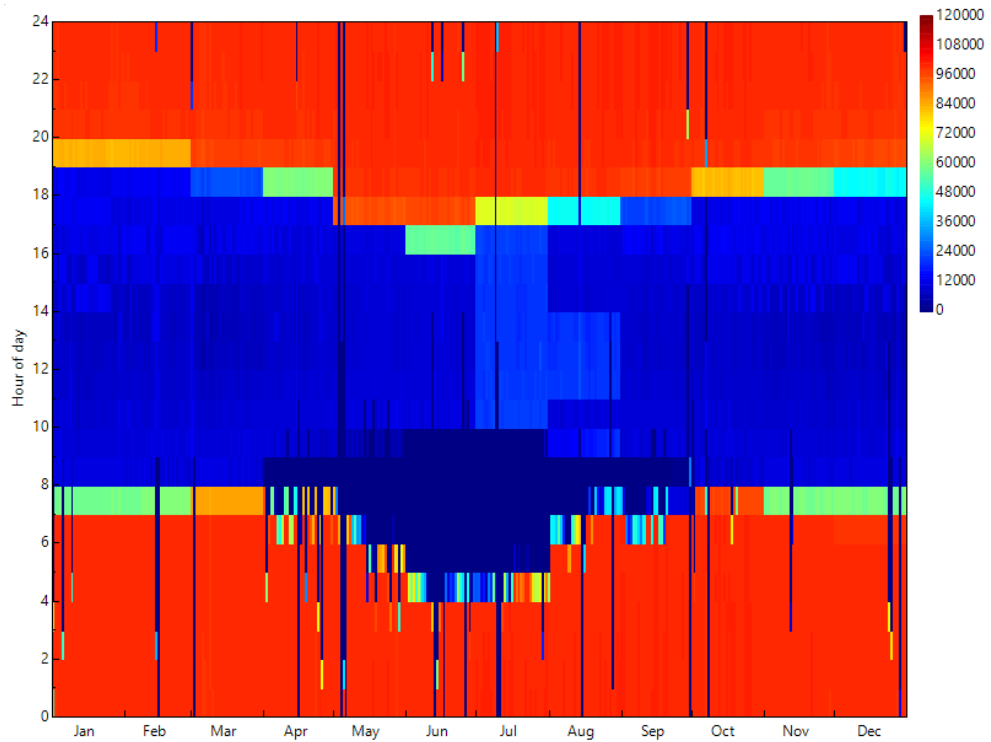


Figura 4.9: Mapa de calor planta CSP.

La planta solar PV-CSP posee un factor de planta bastante alto y con gran gran cantidad

de energía generada anualmente, como se observa en la Tabla 4.9. Esto puesto que la capacidad de la planta total es de 100MW y la mayor parte del tiempo la generación conjunta logra cubrir la mayor parte de la demanda total.

Tabla 4.9: Generación anual y factor de planta sistema híbrido (PV+CSP).

Métrica	Valor	Unidad
Energía anual	820,023,772	kWh
Factor de planta	93.6	%

4.3.2. Cálculo de LCOE

Para obtener el LCOE de manera más precisa se optó por tomar referencias más actuales de la Asociación Concentración Solar de Potencia [44], lo cual es relevante ya que la tecnología CSP posee el costo de inversión más alto. Los valores específicos usados en los costo se pueden apreciar en el Anexo D.1.

Posteriormente, se consideran los valores de CAPEX y OPEX, tanto para el sistema fotovoltaico como de receptor de torre de la configuración seleccionada, entregados por SAM pero ocupando los factores de ajuste presentados en la sección de antecedentes (ver Tabla 4.10). A partir de la ecuación 3.12, se calcula el LCOE considerando los siguientes valores:

- Tasa de descuento r del 7 %
- Costo de combustible nulo
- Periodo de evaluación de 40 años

Tabla 4.10: CAPEX, OPEX y sus factores de ajuste.

Item	PV	CSP
Capacidad [kW]	100,000	100,000
Capex [US\$]	124,229,064	407,233,312
Opex [\$/kW-year]	9	66
Factor de ajuste Capex	0.6364	0.7752
Factor de ajuste Opex	0.6331	0.8636

Se evalúa con un horizonte de 40 años para mejorar la rentabilidad del proyecto, periodo el cual considera una reposición total del sistema PV y del 50 % del sistema CSP al año 25. Esto implica que la generación, la cual se va degradando un 1 % anual, repone su valor inicial en el año 26. Así la Tabla 4.11 resume los parámetros y valor calculado para el LCOE de la planta solar híbrida.

Si se compara el valor de LCOE calculado para la planta híbrida de 51.74 USD/MWh con los LCOE individuales de cada tecnología, que para ser justos se debe comparar con

Tabla 4.11: Evaluación costo nivelado de energía planta solar híbrida.

Ítem	Valor	Unidad
CAPEX ajustado total	394,739,597	USD
OPEX ajustado total	6,383,741	USD
Degradación generación anual	1	%
Tasa de descuento	7	%
Horizonte de evaluación	40	años
LCOE	51.74	USD/MWh

los 90.11 USD/MWh que se obtiene sin factores de ajuste de CAPEX y OPEX futuros, se puede apreciar que es bastante mayor al caso PV, el cual posee un LCOE de 39.39 USD/MWh (Tabla 4.1), notando que la tecnología fotovoltaica es bastante más económica pero que como se ha mencionado a lo largo de este trabajo, posee mayor inestabilidad. Por otra parte, la generación híbrida resulta ser más económica que un sistema solamente CSP de torre si se comparan plantas con generación similar, es decir, la planta más cercana a la generación híbrida de 820 GWh es la planta CSP con múltiplo solar 3 y 20 horas de almacenamiento, la cual genera aproximadamente 538 GWh anuales y que posee un LCOE de 98.83 USD/MWh.

A modo de mayor comprensión del proceso de cálculo de LCOE se deja adjunto en el Anexo D.1 la plantilla de Excel donde se realiza el procedimiento.

4.4. Generación de hidrógeno y LCOH

Conociendo la generación total basta solamente utilizar la ecuación 3.16 para conocer la producción de hidrógeno hora a hora durante todo el año. Al ser entregar electricidad de manera estable, teniendo un factor de planta del 93.6% como se mostró en los resultados de la planta híbrida, es evidente que la producción de H_2 también lo será, como se aprecia en la Figura 4.10.

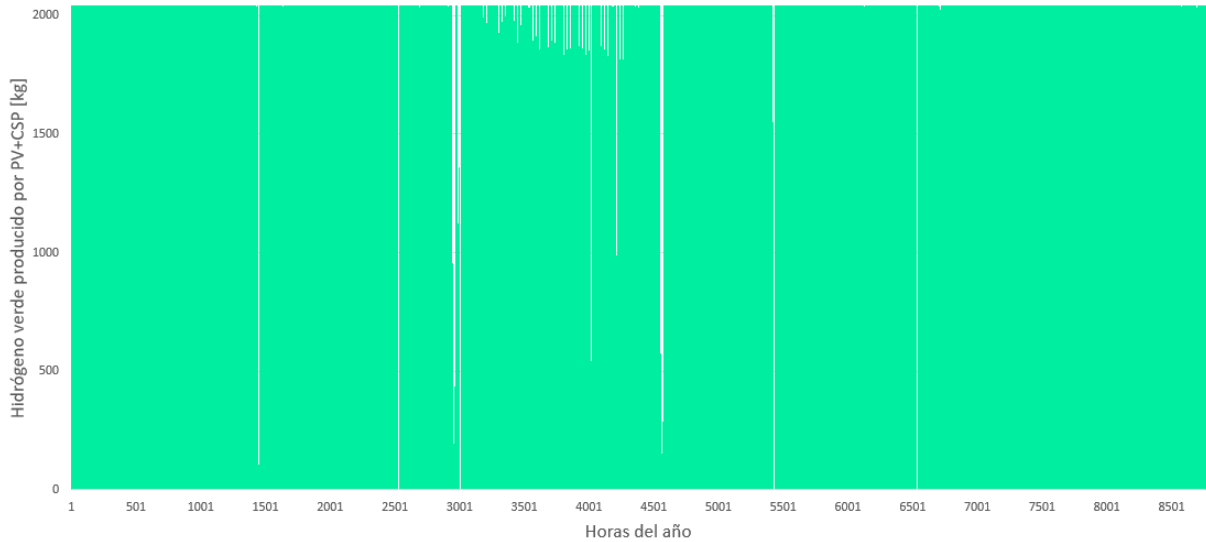


Figura 4.10: Cantidad de h_2 producido por energía de planta híbrida.

En la Figura 4.11 se aprecia la cantidad de este combustible producido de manera mensual. La distribución lograda es bastante homogénea por lo que en teoría es posible cumplir con requerimientos de demanda exigentes y con gran solvencia durante todo el año. La menor producción en el mes de febrero mostrada no es más que por la diferencia de días que posee el mes respecto a los demás.

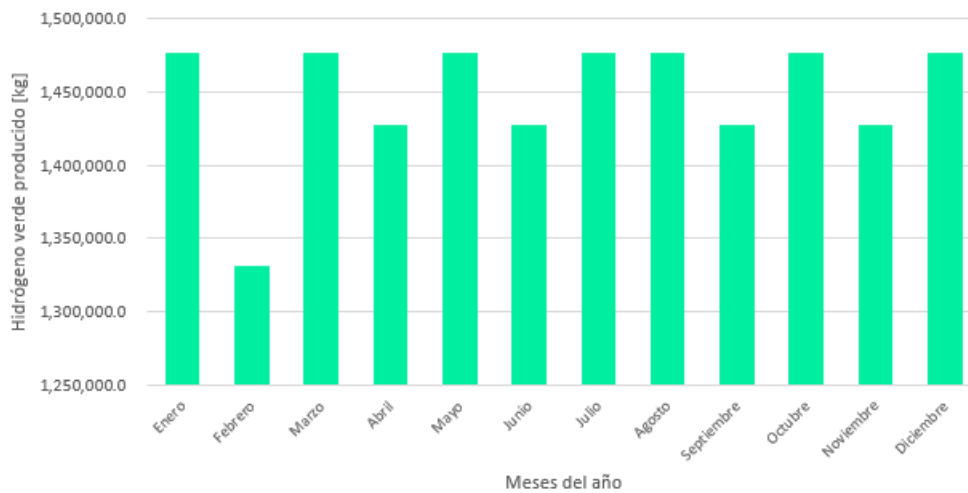


Figura 4.11: Cantidad de h_2 producido por energía de planta híbrida cada mes.

Analizando la producción, la máxima generación de hidrógeno por hora, es decir, cuando el electrolizador recibe 100 MW, es de 2040.82 kg, por día es de 48,979.59 kg y al año el sistema trabajando a carga completa podría generar 17,877,551 kg. En el caso de la producción real con la cantidad de energía entregada por la planta solar híbrida de 789,148 GWh se logran 16,105,072 kg al año, por lo cual se posee un factor de planta del 90.09 % y se logra un valor

de LCOH de 4.91 [USD/kg], como se resumen en la Tabla 4.12.

Tabla 4.12: Cálculo LCOH con la generación híbrida seleccionada.

Ítem	Valor	Unidad
Potencia electrolizador	100,000	kW
Coste electrolizador	547.44	USD/kW
Tasa de descuento	7	%
Electricidad anual entregada por planta híbrida	789,148,524	MWh
Hidrógeno producido	16,105,072	kg
LCOH	4.91	USD/kg

4.5. Análisis de indicadores económicos

El valor de LCOH obtenido de 4.91 [USD/kg] es un valor alto si se compara con las proyecciones del 2025 mostradas en la Figura 4.12, donde se muestra los valores del costo nivelado de hidrógeno verde para Chile en los próximos años en sus diferentes zonas, sin embargo, sigue siendo un valor bastante coherente. La diferencia se debe básicamente a que a pesar de tomar en cuenta los factores de ajuste usados, el programa sobrestima los costos de las tecnologías, particularmente la tecnología CSP. A lo anterior se debe sumar que es probable que el costo del electrolizador tomado fue demasiado alto en comparación a su costo estimado en el año 2025.

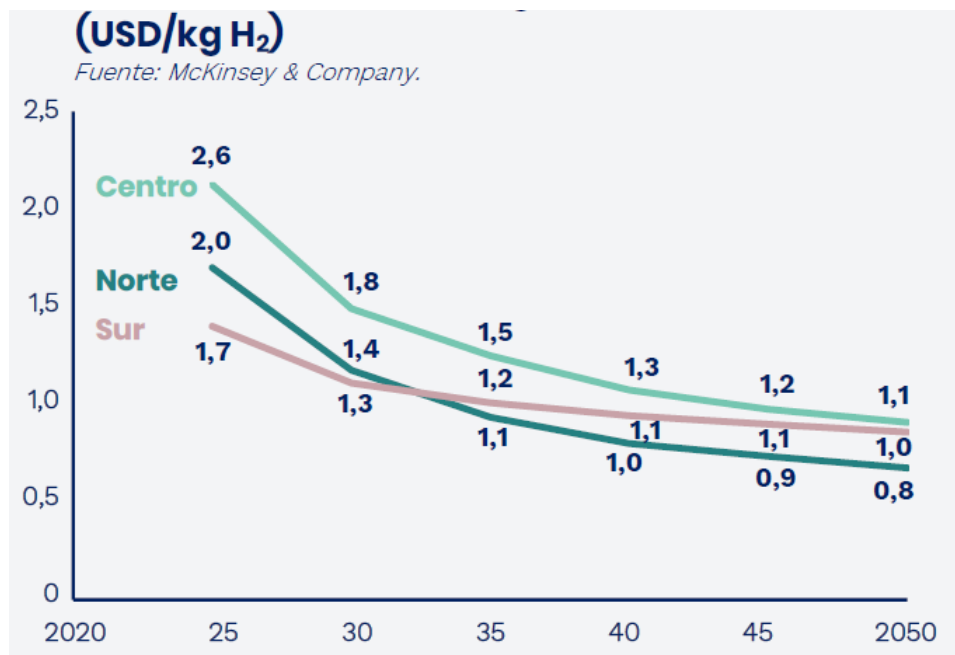


Figura 4.12: Costo nivelado de hidrógeno verde [1].

A pesar de la cantidad de supuestos y aproximaciones, el costo nivelado de energía de

la planta híbrida obtenido, tras ajustar valores más actuales y proyecciones al año 2025 de las tecnologías solares, es bastante similar cuando se compara al LCOE obtenido de 51.74 USD/MWh del estudio realizado en [24], en el cual una configuración de planta híbrida solar compuesta por una planta fotovoltaica y de torre solar (STP) con 13 h de almacenamiento y sin restricciones de generación tiene un LCOE de 53 USD/MWh. La comparación es apropiada ya que la configuración híbrida de este trabajo posee 12 horas de almacenamiento, aunque si posee restricciones de generación ya que se prioriza una generación más estable.

Capítulo 5

Conclusiones

Como se observó a lo largo de este trabajo, todas las proyecciones indican que Chile tiene la posibilidad de producir hidrógeno verde a partir de recursos renovables y a un nivel lo suficientemente competitivo para desplazar a los combustibles fósiles, ayudando así en el proceso de descarbonización de los sistemas energéticos. Lo anterior puede aportar al país no solo en reducir la cantidad de contaminantes si no que generar una economía sustentable con una gran generación de empleos. La utilización de energía solar híbrida efectivamente permite, a través del proceso de electrólisis alcalina, producir hidrógeno de manera estable, similar a como lo hacen otros métodos que utilizan combustibles fósiles, y que año a año logra ir mejorando la rentabilidad y desempeño de este tipo de proyectos.

En segundo lugar, se logra realizar la selección de un lugar adecuado para la instalación de una planta de generación de hidrógeno a partir de energía fotovoltaica y de concentración de torre, elección de tecnología y parámetros de diseño a partir de estudios bibliográficos, establecimiento del método para conocer la producción de hidrógeno tanto teórica como computacionalmente, determinando de la mejor opción de configuración en base al múltiplo solar y horas de almacenamiento térmico y la estimación de indicadores económicos, lo cual finalmente se tradujo en lograr el objetivo principal del estudio, la posibilidad de tener un sistema capaz de producir hidrógeno a partir de energía 100 % renovable de manera estable. Un punto crítico de este trabajo, fue la definición de la estrategia para lograr la integración de la planta CSP con la PV a través del programa SAM, el cual no posee esta función de manera directa, lográndose finalmente a través del control de despacho CSP y simplificándose gracias a la solución lograda en Python.

Del presente estudio se concluye que dentro de las configuraciones estudiadas la que obtuvo mejores indicadores económicos fue la planta solar híbrida (100MW) con concentración solar de torre de múltiplo solar 2 y 12 horas horas de almacenamiento térmico con un LCOE de 51.74 USD/MWh y logrando un LCOH de 4.91 USD/kg. Además se concluye que a pesar de usar proyecciones del año 2025 para las diferentes tecnologías, el valor obtenido es alto en comparación a lo esperado, lo cual se produce debido a las aproximaciones usadas, especialmente implicadas en el control de despacho, lo cual afecta la interacción entre las generaciones PV-CSP, a posibles errores en alguno de los parámetros de diseño utilizados o sobrestimaciones en los costos de referencia tomados desde NREL. Una opción a no descartar es la de planta híbrida con un sistema de torre de múltiplo solar 2.5 y 16 horas de

almacenamiento ya que difiere mínimamente de la solución en términos de LCOH y que si se requiriera una generación aún más estable (con un 95 % de factor de planta para el caso de la electricidad disponible para el electrolizador) sería sin duda la mejor alternativa dentro de las estudiadas.

A partir de los resultados obtenidos se puede concluir que la metodología propuesta para lograr una generación estable de hidrógeno es bastante simple y útil a partir de las herramientas y programas utilizados, lo cual permite una aproximación adecuada para la ingeniería conceptual de proyectos similares. Sin duda, puede ser mejorada a partir de datos más precisos en el programa de SAM, el cual al momento de finalizar este trabajo fue actualizado (puede poseer valores más actuales aún), un análisis más profundo del sistema de despacho e integración de ambas tecnologías y con una evaluación económica más detallada en torno a otros indicadores económicos como el VAN o TIR, para lo que se requiere el estudio del mercado eléctrico nacional.

Se recuerda que el trabajo se realizó con una localidad sustituta pero cercana a la localización inicialmente seleccionada por lo que sería interesante comprobar los resultados en un futuro cuando sea posible integrar los datos meteorológicos y de radiación desde el Explorador Solar al programa System Advisor Model.

Bibliografía

- [1] de Energía Gobierno de Chile, M., “Estrategia nacional hidrógeno verde,” 2020, https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf.
- [2] Olabi, A. G., saleh bahri, A., Abdelghafar, A. A., Baroutaji, A., Sayed, E. T., Alami, A. H., Rezk, H., y Abdelkareem, M. A., “Large-vsacle hydrogen production and storage technologies: Current status and future directions,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, pp. 23498–23528, 2021, doi:10.1016/J.IJHYDENE.2020.10.110.
- [3] International Renewable Energy Agency, A. D., “Green hydrogen supply: A guide to policy making,” 2021, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/May/IRENA_Green_Hydrogen_Supply_2021.pdf.
- [4] Fierro, J., “El hidrógeno: metodologías de producción,” 2011, https://fgcsic.es/lychnos/es_es/articulos/hidrogeno_metodologias_de_produccion.
- [5] Acar, C. y Dincer, I., “Comparative assessment of hydrogen production methods from renewable and non-renewable sources,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 1, pp. 1–12, 2014, doi:https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.10.060.
- [6] Edwards, R. L., Font-Palma, C., y Howe, J., “The status of hydrogen technologies in the uk: A multi-disciplinary review,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 43, p. 100901, 2021, doi:https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100901.
- [7] Farzad, S., Mandegari, M., y Görgens, J., “A critical review on biomass gasification, co-gasification, and their environmental assessments,” *Biofuel Research Journal*, vol. 3, pp. 483–495, 2016, doi:10.18331/BRJ2016.3.4.3.
- [8] Guerra, C. F. y Bozo, L. R., “El hidrógeno como vector energético: Pieza clave en la descontaminación de la economía chilena,” 2019, <https://repositorio.uautonoma.cl/bitstream/handle/20.500.12728/3191/Hidrogeno.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- [9] Grigoriev, S. A., Fateev, V. N., Bessarabov, D. G., y Millet, P., “Current status, research trends, and challenges in water electrolysis science and technology,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, pp. 26036–26058, 2020, doi:10.1016/j.ijhydene.2020.03.109.
- [10] Biswas, T., Yadav, D., y Baskar, A. G., “A Green Hydrogen Economy for India Production Cost,” no. December, pp. 1–21, 2020.
- [11] Montes, M. J. y Abánades, A., “Centro de Análisis de Desarrollo Energético Sostenible,” *Producción de hidrógeno a partir de energía solar*, pp. 1–14, 2011.
- [12] “Paneles solares fotovoltaicos: Monocristalino, policristalino y bifacial.”, <https://www.evolutusun.cl/2021/02/17/paneles-solares-fotovoltaicos-monocristalino-policristalino-y-b>

ifacial/.

- [13] Larchet, K., “Solar PV-CSP Hybridisation for Baseload Generation: A Techno-economic Analysis for the Chilean Market. MSc. Thesis.,” pp. 1–92, 2015.
- [14] Choi, H., Ciobotaru, M., Jang, M., y Agelidis, V., “Performance of medium-voltage dc-bus pv system architecture utilizing high-gain dc-dc converter,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 2, pp. 464–473, 2015, [doi:10.1109/TSTE.2014.2382690](https://doi.org/10.1109/TSTE.2014.2382690).
- [15] Islam, M. R., Guo, Y., y Zhu, J., *Power Converters for Small- to Large-Scale Photovoltaic Power Plants*, pp. 17–49. 2014, [doi:10.1007/978-3-662-44529-7_2](https://doi.org/10.1007/978-3-662-44529-7_2).
- [16] Ministerio de Energia de Chile, “Sistema de torre solar,” p. 73, 2014.
- [17] Kumar, L., Hasanuzzaman, M., y Rahim, N. A., “Global advancement of solar thermal energy technologies for industrial process heat and its future prospects : A review,” *Energy Conversion and Management*, vol. 195, no. May, pp. 885–908, 2019, [doi:10.1016/j.enconman.2019.05.081](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.05.081).
- [18] Teske, S., Leung, J., Crespo, L., Bial, M., Dufour, E., Richter, C., y Rochon, E., “Solar Thermal Electricity - Global Outlook 2016,” *European Solar Thermal Electricity Association, Greenpeace International and SolarPACES.*, pp. 1–114, 2016, <https://www.solarpaces.org/solar-thermal-electricity-global-outlook-2016/>.
- [19] Ho, C. K. y Iverson, B. D., “Review of high-temperature central receiver designs for concentrating solar power,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 29, pp. 835–846, 2014, [doi:10.1016/J.RSER.2013.08.099](https://doi.org/10.1016/J.RSER.2013.08.099).
- [20] Bauer, T., Steinmann, W.-D., Laing, D., y Tamme, R., “Thermal energy storage materials and systems,” *Annual Review of Heat Transfer*, vol. 15, no. 15, pp. 131–177, 2012. cited By 33.
- [21] Gallardo Giacomozzi, F., “Factores críticos en diseño y operación de centrales CSP de torre con almacenamiento en sales fundidas en el desierto de Atacama - Informe de Pasantía,” pp. 1 – 67, 2017, <http://www.comitesolar.cl/wp-content/uploads/2018/08/Factores-críticos-en-desarrollo-CSP-en-Chile-20170815.pdf>.
- [22] “SolarPACES guideline for bankable STE yield assessment,” *IEA-SolarPACES*, p. 190, 2017.
- [23] Achkari, O. y El Fadar, A., “Latest developments on TES and CSP technologies – Energy and environmental issues, applications and research trends,” *Applied Thermal Engineering*, vol. 167, no. December 2019, p. 114806, 2020, [doi:10.1016/j.applthermaleng.2019.114806](https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.114806).
- [24] Hernández Moris, C., Cerda Guevara, M. T., Salmon, A., y Lorca, A., “Comparison between Concentrated Solar Power and Gas-Based Generation in Terms of Economic and Flexibility-Related Aspects in Chile,” *Energies*, vol. 14, no. 4, p. 1063, 2021, [doi:10.3390/en14041063](https://doi.org/10.3390/en14041063).
- [25] Jiménez, A., “Estudio de localización para el empleo de energía solar térmica de generación eléctrica en localidades de las Regiones De Antofagasta , Atacama Y Coquimbo,” 2017.
- [26] Molina, A., Falvey, M., y Rondanelli, R., “A solar radiation database for Chile,” *Scientific Reports*, vol. 7, no. 1, pp. 1–11, 2017, [doi:10.1038/s41598-017-13761-x](https://doi.org/10.1038/s41598-017-13761-x).

- [27] Blair, N., Diorio, N., Freeman, J., Gilman, P., Janzou, S., Neises, T. W., y Wagner, M. J., “System Advisor Model (SAM) General Description,” no. NREL/TP-6A20-70414, 2018, <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70414.pdf>.
- [28] “¿para qué sirve python? razones para utilizarlo | esic.”, <https://www.esic.edu/rethink/tecnologia/para-que-sirve-python#:~:text=El%20lenguaje%20de%20programaci%C3%B3n%20Python,aplicaciones%20empresariales%20fiables%20y%20escalables>.
- [29] “Explorador solar.”, <https://solar.minenergia.cl/exploracion>.
- [30] “1h21 global module shipment rankings: Longi secures dominance shipment ranking solar | infolink.”, <https://www.infolink-group.com/en/solar/feature-rankings/1H21-global-module-shipment-rankings-Longi-secures-dominance>.
- [31] “Tecnología bifacial, el futuro de la industria solar fotovoltaica - Energías,” 2021, <https://www.interempresas.net/Energia/Articulos/370305-Tecnologia-bifacial-el-futuro-de-la-industria-solar-fotovoltaica.html> (visitado el 2021-12-06).
- [32] “LONGi firma un contrato con Atlas Renewable Energy por el suministro de 122MW de módulos bifaciales en Chile,” 2020, https://es.longi-solar.com/home/events/press_detail/id/182_LONGi_firma_un_contrato_con_Atlas_Renewable_Energy_por_el_suministro_de_122MW_de_módulos_bifaciales_en_Chile.html (visitado el 2021-12-06).
- [33] “Global solar PV and module-level power electronics inverter market share 2020 | Wood Mackenzie,” 2020, https://www.woodmac.com/our-expertise/focus/Power--Renewables/inverter-market-share-2020/?utm_source=gtm&utm_medium=article&utm_campaign=pandr&utm_content=wmp_r_pvinvertershare2020 (visitado el 2021-09-23).
- [34] Molina, P., “Aprobada la planta fotovoltaica más grande de Chile – pv magazine latin america,” 2021, <https://www.pv-magazine-latam.com/2021/05/03/aprobada-la-planta-fotovoltaica-mas-grande-de-chile/>.
- [35] Wagner, M., “Modeling Molten Salt Power Tower Systems in SAM 2017.1.17,” National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy, pp. 1–41, 2017, https://sam.nrel.gov/images/webinar_files/sam-webinars-2017-molten-salt-power-tower-2017-1-17.pdf.
- [36] Marzo, A., Salmon, A., Polo, J., Ballestrín, J., Soto, G., Quiñones, G., Alonso-Montesinos, J., Carra, E., Ibarra, M., Cardemil, J., Fuentealba, E., y Escobar, R., “Solar extinction map in Chile for applications in solar power tower plants, comparison with other places from sunbelt and impact on LCOE,” *Renewable Energy*, vol. 170, pp. 197–211, 2021, [doi:10.1016/j.renene.2021.01.126](https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.01.126).
- [37] Párraga, R., Tutor, C., y Prieto, C., Trabajo Fin de Grado Ingeniería de la Energía Pasado, presente y futuro de la sal solar en CSP. PhD thesis, 2020.
- [38] Mehedi, ., Mohammad, B., Brooks, G. A., y Rhamdhani, M. A., “High temperature properties of molten nitrate salt for solar thermal energy storage application,” 2016.
- [39] Pan, C. A. y Dinter, F., “Combination of PV and central receiver CSP plants for base load power generation in South Africa,” *Solar Energy*, vol. 146, pp. 379–388, 2017, [doi:10.1016/j.solener.2017.02.052](https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.02.052).
- [40] “Annual Technology Baseline: Electricity - Concentrating Solar Power,” 2019, <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/74822.pdf>.

[//atb-archive.nrel.gov/electricity/2019/index.html?t=scgtst&m=1](https://atb-archive.nrel.gov/electricity/2019/index.html?t=scgtst&m=1) (visitado el 2022-01-04).

- [41] “Annual Technology Baseline: Electricity - Utility-Scale PV,” 2019, <https://atb-archive.nrel.gov/electricity/2019/index.html?t=suscgtst&m=1> (visitado el 2022-01-04).
- [42] GECOMP, T., “Estudio de instalación de generacion de hidrógeno 100 mw.”, <https://www.tci-gecomp.com/hidrogeno-verde-transicion-energetica-global/>.
- [43] Gallardo, F. I., Monforti Ferrario, A., Lamagna, M., Bocci, E., Astiaso Garcia, D., y Baeza-Jeria, T. E., “A Techno-Economic Analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the north of Chile and the case of exportation from Atacama Desert to Japan,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 26, pp. 13709–13728, 2021, [doi:10.1016/j.ijhydene.2020.07.050](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.07.050).
- [44] de Potencia, A. C. S., “Presentación interna actualización de costos de tecnología de concentración solar de potencia acsp,” Octubre 2021.

Anexos

Anexo A. Fichas técnicas equipos seleccionados

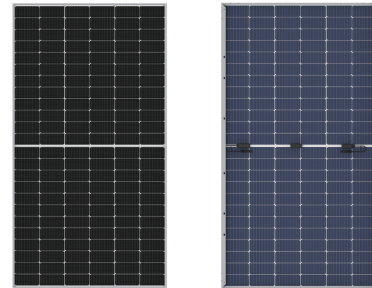
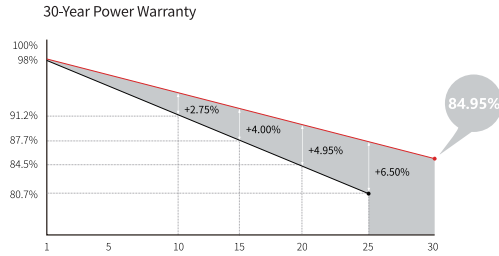
A.1. Módulos

Hi-MO 4

LR4-72HBD 425~455M

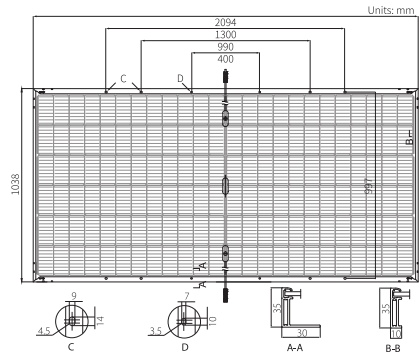
20.9% MAX MODULE EFFICIENCY	0~+5W POWER TOLERANCE	<2% FIRST YEAR POWER DEGRADATION	0.45% YEAR 2-30 POWER DEGRADATION	HALF-CELL Lower operating temperature
--	------------------------------------	--	--	---

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.5kg
Dimension	2094×1038×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 682pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

Module Type	STC: AM1.5 1000W/m ² 25°C				NOCT: AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s				Test uncertainty for Pmax: ±3%							
	LR4-72HBD-425M	LR4-72HBD-430M	LR4-72HBD-435M	LR4-72HBD-440M	LR4-72HBD-445M	LR4-72HBD-450M	LR4-72HBD-455M	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT		
Maximum Power (Pmax/W)	425	317.4	430	321.1	435	324.9	440	328.6	445	332.3	450	336.1	455	339.8		
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.7	45.6	48.9	45.8	49.1	45.9	49.2	46.0	49.4	46.2	49.6	46.4	49.8	46.6		
Short Circuit Current (Isc/A)	11.22	9.06	11.30	9.13	11.36	9.18	11.45	9.25	11.52	9.30	11.58	9.36	11.65	9.41		
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.4	37.7	40.6	37.9	40.8	38.0	41.0	38.2	41.2	38.4	41.4	38.6	41.6	38.8		
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.52	8.42	10.60	8.49	10.66	8.54	10.73	8.60	10.80	8.65	10.87	8.70	10.93	8.76		
Module Efficiency(%)	19.6		19.8		20.0		20.2		20.5		20.7		20.9			

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 29
Bifaciality	70±5%

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.284%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C



No.8369 Shangyuan Road, Xi'an Economic And Technological Development Zone, Xi'an, Shaanxi, China.
Web: en.longi-solar.com

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. LONGI reserves the right of final interpretation. (20210508V13)

Figura A.1: Ficha técnica módulos seleccionados.

A.2. Inversores

SG3150U/SG2500U New

SUNGROW
Clean power for all

Turnkey Station for North America 1500 Vdc System



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. efficiency 98.8%, CEC efficiency 98.5 %
- Max. DC/AC ratio more than 1.5



EASY O&M

- Integrated current and voltage monitoring function for online analysis and fast trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external LCD



SAVED INVESTMENT

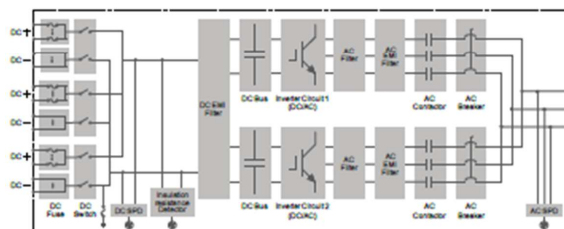
- Low transportation and installation cost due to 10-foot container design
- 1500V DC system, low system cost
- Integrated LV auxiliary power supply



GRID SUPPORT

- Complies with UL 1741, UL 1741 SA, IEEE 1547, Rule 21 and NEC 2014/2017
- Grid support including L/HVRT, L/HFRT, power ramp rate control, active and reactive power support

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE (SG3150U)

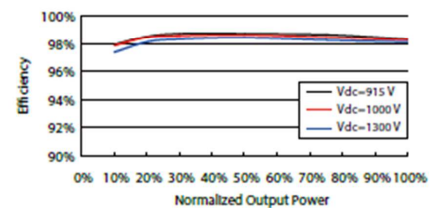


Figura A.2: Ficha técnica inversor seleccionado.

Type designation	SG3150U	SG2500U
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	915 V / 955 V	800 V / 840 V
MPP voltage range for nominal power	940 – 1300 V	800 – 1300 V
No. of independent MPP inputs	1	
No. of DC inputs	18 – 24	18 – 21
Max. PV input current	3420 A	3508 A
Max. DC short-circuit current	4800 A	
Output (AC)		
AC output power	3150 kVA @ 45 °C (113 °F)	2750 kVA @ 45 °C (113 °F) / 2500 kVA @ 50 °C (122 °F)
Max. AC output current	2886 A	
Nominal AC voltage	630 V	550 V
AC voltage range	554 - 690 V	554 - 690 V / 484 - 605 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	60 Hz / 55 – 65 Hz	
THD	< 3 % (at nominal power)	
DC current injection	< 0.5 % of nominal output current	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3	
Efficiency		
Max. efficiency	98.8%	
CEC efficiency	98.5 %	
Protection		
DC input protection	Load break switch + fuse	
AC output protection	Circuit breaker	
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Optional	
Q at night function	Optional	
Overheat protection	Yes	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	2991*2896*2438 mm (117.8"*114.0"*96.0")	
Weight	6.9 T (15211.9 lbs)	
Isolation method	Transformerless	
Degree of protection	NEMA 3R	
Auxiliary power supply	120 Vac, 5 kVA / Optional: 480 Vac, 30 kVA	
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C (> 45 °C derating) (-22 to 140 °F (> 113 °F derating))	-30 to 60 °C (> 50 °C derating) (-22 to 140 °F (> 122 °F derating))
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	4000 m (> 2000 m derating) (13123 ft (> 6561 ft derating))	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance	UL 1741, IEEE 1547, UL1741 SA, NEC 2014 / 2017, CSA C22.2 No.107.1-01	
Grid support	L/HVRT, L/HFRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Volt-var, Frequency-watt	

Figura A.3: Continuación ficha técnica inversor seleccionado.

Anexo B. Costos CSP ajustados

Direct Capital Costs						
- Heliostat Field						
Reflective area	988,795	m ²	Site improvement cost	0.50	\$/m ²	\$ 494,397.38
			Heliostat field cost	120.00	\$/m ²	
			Heliostat field cost fixed	0.00	\$	\$ 118,655,368.00
- Tower						
Tower height	190.972	m	Tower cost fixed	2,250,000.00	\$	
Receiver height	18.4971	m	Tower cost scaling exponent	0.0113		\$ 18,768,996.00
Heliostat height	12	m				
- Receiver						
Receiver area	1197.86	m ²	Receiver reference cost	72,100,000.00	\$	
			Receiver reference area	1571	m ²	
			Receiver cost scaling exponent	0.7		\$ 48,302,452.00
- Thermal Energy Storage						
Storage capacity	2791.26	MWh	Thermal energy storage cost	20.00	\$/kWh	\$ 65,242,720.00
- Power Cycle						
Cycle gross capacity	115	MWe	Fossil backup cost	0.00	\$/kWe	\$ 0.00
			Balance of plant cost	200.00	\$/kWe	\$ 22,400,000.00
			Power cycle cost	700.00	\$/kWe	\$ 78,400,000.00
			Subtotal			\$ 352,263,936.00
- Contingency						
			Contingency cost	5	% of subtotal	\$ 17,613,196.00
			Total direct cost			\$ 369,877,120.00
Indirect Capital Costs						
Total land area	1,316	acres	Cycle net (nameplate) capacity	101	MWe	
EPC and owner cost	0.00	\$/acre	% of direct cost	10		\$ 36,987,712.00
Total land cost	280.00			0		\$ 368,462.97
- Sales Tax						
Sales tax basis	0	% of direct cost	Sales tax rate	5	%	\$ 0.00
			Total indirect cost			\$ 37,356,176.00
Total Installed Costs						
Total installed cost excludes any financing costs from the Financing input page.			Total installed cost			\$ 407,233,312.00
			Estimated total installed cost per net capacity (\$/kW)			\$ 4,040.01

Figura B.1: Costos de tecnología de torre solar ajustados usados en SAM [44]

Anexo C. Códigos Python

C.1. Control de despacho CS

Código C.1: Control de despacho CSP a partir de generación PV.

```
1
2 import pandas as pd
3 from tkinter import filedialog as fd
4 import numpy as np
5 import math
6
7 Base_de_datos=fd.askopenfilename() #archivo con datos de generación PV exportados
8     ↪ desde SAM a excel
9 Base_de_datos
10
11 input_e = pd.read_excel(Base_de_datos)
12 input_e.index= input_e["Time stamp"]
13 input_e.drop("Time stamp",axis=1,inplace=True)
14 input_e.head()
15
16 dias_por_meses = [31,28,31,30,31,30,31,31,30,31,30,31,0]
17
18 a=np.array(input_e["System power generated PV[kW]"])
19 b=a.reshape(365,24)
20
21 def dia_tipico(m):
22     vector_m=[]
23     #Crea un vector con la generación en 24 horas de un día típico del mes x a partir de una
24     ↪ lista con los datos de generación
25     #de las 8760 horas de un año. Donde mes 0=Enero....mes 11=Diciembre.
26     acumulador=0
27     for r in range(m):
28         acumulador=acumulador+dias_por_meses[r-1]
29     for j in range(24):
30         suma=0
31         for i in range(dias_por_meses[m]):
32             suma=suma+b[i+acumulador][j]
33         vector_m.append((suma/dias_por_meses[m]))
34     return vector_m
35
36 M=[]
37 for i in range(12):
38     M=np.append(M,dia_tipico(i),axis=0)
39
40 cap_csp=100000 #capacidad de planta CSP en kW
41 frac_min_turb=0.2 #fracción mínima para funcionamiento de la turbina
42 output_turbina=int(111000)
43
44 gen_csp=[]
```

```

44 for i in range(len(M)):
45     gen_csp.append(cap_csp-M[i])
46
47 arr = np.array(gen_csp)
48 fraccion=arr /output_turbina
49
50 Vector_fraccion=[] #Se debe redondear hacia arriba
51
52 for valor in fraccion:
53     if valor<frac_min_turb:
54         Vector_fraccion.append(frac_min_turb)
55     elif valor<0.9:
56         up=(np.ceil((valor)*10))/10
57         Vector_fraccion.append(up)
58     else:
59         up=(np.ceil((valor)*1000))/1000
60         Vector_fraccion.append(up)
61         max_turb=valor
62 V=np.array(Vector_fraccion)
63 print(V.reshape(12,24))
64
65 for i in range(9):
66     if i==0:
67         print("Periodo ",i+1,"=",max_turb)
68     else:
69         print("Periodo ",i+1,"=",i+1)/10)
70 #####Usar 0.2001 para asegurar que la turbina generará

```

C.2. Producción de hidrógeno

Código C.2: Producción de hidrógeno a partir de perfil de generación eléctrica.

```

1
2 import pandas as pd
3 from tkinter import filedialog as fd
4 # (https://pandas.pydata.org/docs/)
5
6 Direccion_de_base_de_datos=fd.askopenfilename()
7 Direccion_de_base_de_datos
8
9 input_e = pd.read_excel(Direccion_de_base_de_datos)
10 input_e.index= input_e["Time stamp"]
11 input_e.drop("Time stamp",axis=1,inplace=True)
12 input_e.head()
13
14 #input_e = pd.read_excel(io = "pruebas_genericas.xlsx")
15
16 #Csp_el:" system Specific Energy Consumption SEC (including auxiliaries) (kWh/kg) "
17 #LHV=[kWh/kg_h2]
18 LHV = 33.33; Csp_el=49 #predicción año 2025

```

```

19
20 n_el= LHV/Csp_el
21 print ("n_el:",n_el)
22 print (n_el*100,"%")
23
24
25 mf_H2= input_e["Total"]/Csp_el
26
27
28 excel = pd.DataFrame(mf_H2)
29 excel.to_excel('Nombre_para_guardar_archivo.xlsx')
30
31 print (mf_H2)
32
33 Total_anual_H2 = sum(mf_H2)
34
35 print (Total_anual_H2,"[kg]") #Generacion anual de hidrógeno
36
37 total_dias= int(len(mf_H2)/24)
38 h2_dias= []
39 h2_meses=[]
40 meses = [31,28,31,30,31,30,31,31,30,31,30,31]
41
42 for i in range(total_dias):
43     suma=0
44     for valor in mf_H2[24*i+1:24*(i+1)+1]:
45         suma=suma+valor
46     h2_dias.append(suma)
47
48 for i in range(len(meses)):
49     conteo=0
50     dia=0
51     for valor in h2_dias[dia:dia+meses[i]]:
52         conteo=conteo+valor
53     h2_meses.append(conteo)
54     dia=dia+meses[i]
55     print(f"Mes {i+1}: {conteo}")

```

Anexo D. Cálculo LCOE

