



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

**MODELACIÓN NUMÉRICA DE UNA PLANTA HÍBRIDA CSP+PV CON  
INTEGRACIÓN MED, EMPLEANDO COMO SISTEMA DE ENFRIAMIENTO  
AGUA MARINA PROVENIENTE DE ACUEDUCTOS MINEROS, EN EL  
NORTE DE CHILE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL MECÁNICA

NICOLE ANDREA FRUNS PAZ

PROFESOR GUÍA:  
RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
CARLOS FELBOL ACUÑA  
FELIPE GODOY FLORES  
MÓNICA ZAMORA ZAPATA

SANTIAGO DE CHILE  
2023

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL  
TÍTULO DE INGENIERA CIVIL MECÁNICA  
POR: NICOLE FRUNS PAZ  
FECHA: 2023  
PROFESOR GUIA: RAMÓN FREDERICK  
GONZÁLEZ

## **MODELACIÓN NUMÉRICA DE UNA PLANTA HÍBRIDA CSP+PV CON INTEGRACIÓN MED, EMPLEANDO COMO SISTEMA DE ENFRIAMIENTO AGUA MARINA PROVENIENTE DE ACUEDUCTOS MINEROS, EN EL NORTE DE CHILE**

Chile es el país con la mayor radiación solar del mundo, teniendo un gran potencial para el uso de energía solar, tanto fotovoltaica como de concentración. Por otro lado, gran parte de su economía se basa en la minería, provocando un alto consumo de agua y energía. Específicamente en la Región de Antofagasta, se concentra la mayor cantidad de proyectos mineros, causando una alta demanda de estos dos recursos, que pueden ser limitantes para la región.

A modo de solucionar esta problemática, se propone implementar una planta híbrida de generación de energía fotovoltaica y de concentración solar, con un sistema de desalinización térmica, aprovechando acueductos mineros ya instalados que transportan el agua de mar. En este trabajo se modeló computacionalmente esta planta, evaluando su rendimiento en la producción de agua y electricidad, sometida a diferentes condiciones de operación. Estas simulaciones fueron realizadas mediante los softwares SAM y Matlab.

Al realizar estudios transientes y estacionarios, el modelo computacional se presenta como una herramienta útil para evaluar el rendimiento de este tipo de plantas a diferentes condiciones operativas. La variación de parámetros como el flujo de agua de mar, la temperatura de condensación y temperatura de captación del agua de mar, proporciona información importante para la optimización del sistema. También se destaca la capacidad de adaptación de la planta MED, pudiendo funcionar sin disminuir la estabilidad del bloque de potencia de la planta CSP. Estos resultados apoyan a la sostenibilidad y la viabilidad técnica de la propuesta para abordar los desafíos energéticos e hídricos de la región.

*“Trabajar duro es importante, pero hay algo  
que importa más: creer en ti mismo”  
(Harry Potter y la Orden del Fénix)*

# Agradecimientos

Me gustaría expresar mi sincero agradecimiento a mis profesores guía, Ramón Frederick, co-guía Carlos Felbol y Felipe, por su gran apoyo a lo largo de este proceso. A pesar de las dificultades, nunca dejaron de creer en mí. Además, agradezco a Fraunhofer Chile Research por brindarme la oportunidad de realizar esta memoria.

Este logro se debe en gran medida a mi familia: mamá, papá, Seba y Beto, quienes estuvieron a mi lado durante todo este tiempo. Soportaron mis peores momentos y siempre me brindaron su apoyo incondicional. También a mi abuela Nena, que estuvo presente constantemente, teniéndome en sus oraciones, y a mi amiga, casi hermana, Elisa, por su compañía.

Quiero expresar mi gratitud a mi pololo Luis, quien ha sido un pilar fundamental durante este año. Agradezco todo su apoyo y amor. No voy a olvidar nunca todas esas noches en el cuarto cuando nos quedábamos trabajando. Tampoco habría podido lograrlo sin tí.

Dedico este párrafo a mi mejor amiga Camila, compañera desde el Liceo. No sé qué haría sin ti; este logro no habría sido posible sin tu apoyo constante durante toda la carrera. Gracias por siempre estar para mí, y haberme acompañado en todo este proceso de estudiar ingeniería.

Quiero expresar un agradecimiento especial a la comunidad del cuarto, quienes iluminaban mis días y brindaban su ayuda para que pudiera avanzar. Los momentos que compartimos siempre estarán grabados en mi memoria. Asimismo, quiero reconocer y agradecer a todas las funcionarias, en particular a María Eugenia y Claudia, quienes siempre estuvieron ahí para mí. Aprecio enormemente su apoyo constante y el cariño que me brindaron.

Un agradecimiento especial a mi mejor amigue de mecánica, Francis, quien siempre estuvo a mi lado. Estoy agradecida de haber coincidido en este camino, porque te convertiste en una de las personas más importantes en mi vida. No habría podido lograr esto sin ti. También quiero agradecer a todos mis amigos de la universidad, como Andrews, Colipí, Felipe, Aldo, Klaus y otras personas maravillosas que siempre ocuparán un lugar especial en mi corazón.

Más allá de lo académico, agradezco a todas las personas que conocí en el coro de Beau-chef, y a la Vero. Me llevo hermosos recuerdos. También agradezco al coro sinfónico, donde conocí a personas maravillosas como Cata, quien me brindó su apoyo constante. Te quiero mucho amiga mía.

# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Antecedentes Generales . . . . .	2
1.1.1. Energía Solar en Chile . . . . .	2
1.1.2. Actividad minera . . . . .	4
1.2. Motivación . . . . .	5
1.3. Objetivos . . . . .	5
1.3.1. Objetivo General . . . . .	5
1.3.2. Objetivos Específicos . . . . .	5
1.4. Alcances . . . . .	6
<b>2. Antecedentes</b>	<b>7</b>
2.1. Región de Antofagasta . . . . .	7
2.1.1. Demanda Energética y Minería . . . . .	7
2.1.2. Demanda Hídrica y Minería . . . . .	8
2.1.2.1. Implementación de Acueductos Mineros y Desalinización . .	8
2.1.3. Potencial de Energía Solar en la Región . . . . .	9
2.2. Tecnologías Involucradas . . . . .	10
2.2.1. Tecnología CSP . . . . .	10
2.2.1.1. Sistemas con foco lineal . . . . .	11
2.2.1.2. Sistemas con foco puntual . . . . .	12
2.2.1.3. Bloque de Potencia . . . . .	13
2.2.2. Tecnología PV . . . . .	15
2.2.3. Tecnología MED . . . . .	17
2.3. Sistemas Combinados . . . . .	19
<b>3. Metodología</b>	<b>22</b>
<b>4. Diseño Conceptual</b>	<b>24</b>
4.1. Locación . . . . .	24
4.2. Selección de tecnología . . . . .	29
4.2.1. Tecnología CSP . . . . .	29
4.2.2. Tecnología Fotovoltaica . . . . .	31
4.2.3. Tecnología MED . . . . .	33
4.3. Definición del proceso . . . . .	34
4.3.1. Layout General . . . . .	35
4.4. Balances térmicos y dimensionamiento . . . . .	35
4.4.1. Balances Térmicos . . . . .	36

4.4.1.1.	Pre calentador . . . . .	37
4.4.1.2.	Efectos . . . . .	38
4.4.1.3.	Mezcladores . . . . .	40
4.4.1.4.	Condensador . . . . .	41
4.4.2.	Dimensionamiento . . . . .	42
<b>5.</b>	<b>Implementación y validación del modelo</b>	<b>44</b>
5.1.	Creación del modelo . . . . .	44
5.1.1.	Días Característicos . . . . .	44
5.1.2.	Planta CSP . . . . .	46
5.1.3.	Planta PV . . . . .	51
5.1.4.	Planta CSP + PV . . . . .	55
5.1.5.	Planta MED . . . . .	56
5.1.5.1.	Modelo Estacionario . . . . .	56
5.1.5.1.1	Relaciones complementarias . . . . .	58
5.1.5.1.2	Correlaciones utilizadas . . . . .	59
5.1.5.1.3	Algoritmo computacional estados termodinámicos . . . . .	60
5.1.5.1.4	Algoritmo computacional del dimensionamiento . . . . .	62
5.1.5.2.	Modelo Transiente . . . . .	63
5.1.5.2.1	Algoritmo computacional . . . . .	65
5.1.6.	Planta CSP+PV+MED . . . . .	66
<b>6.</b>	<b>Resultados y Discusión</b>	<b>68</b>
6.1.	Modelo CSP . . . . .	68
6.2.	Modelo PV . . . . .	68
6.3.	Modelo CSP + PV . . . . .	69
6.4.	Modelo MED Estacionario . . . . .	73
6.5.	Modelo CSP + PV + MED . . . . .	82
6.6.	Variación de la Temperatura de Condensación . . . . .	82
6.7.	Variación del Flujo de Agua de Mar . . . . .	85
6.8.	Modelo MED Transiente . . . . .	89
6.9.	Variación de la Temperatura de Captación del Agua de Mar . . . . .	93
<b>7.</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>96</b>
<b>8.</b>	<b>Recomendaciones</b>	<b>98</b>
	<b>Bibliografía</b>	<b>99</b>
	<b>Anexos</b>	<b>105</b>
A.	Mapa de territorio indígena en la Región de Antofagasta . . . . .	106
B.	Inputs Modelo Jorge Gacitúa . . . . .	107
C.	Inputs Modelo CSP para Validación en SAM 2022 . . . . .	111
D.	Inputs Modelo CSP 110 [MW] . . . . .	115
E.	Modelo Planta Sol de Lila . . . . .	119
F.	Modelo Planta PV 100 [MW] . . . . .	123
G.	Áreas de intercambio de la planta MED al variar la temperatura de entrada del vapor en el primer efecto. . . . .	127

H.	Indicadores de la planta MED: Días característicos . . . . .	134
I.	Código Modelo MED Transiente . . . . .	136

# Índice de Tablas

4.1.	Resumen de la radiación solar anual en el lugar seleccionado . . . . .	26
4.2.	Resumen de las condiciones meteorológicas anuales del lugar seleccionado. . . .	26
4.3.	Tabla comparativa de las diferentes tecnologías CSP. [36][59–63] . . . . .	31
4.4.	Top 10 de países con mayor capacidad operativa de plantas fotovoltaicas [65]. .	32
4.5.	Tabla comparativa entre las celdas fotovoltaicas más utilizadas[36] . . . . .	32
4.6.	Tabla comparativa entre la tecnología monofacial y bifacial[67] . . . . .	33
5.1.	Comparación de los cambios más significativos entre las dos versiones de SAM [78]. . . . .	46
5.2.	Principales inputs del modelo CSP de Jorge Gacitúa [47]. . . . .	47
5.3.	Generación anual obtenida con ambos modelos. . . . .	48
5.4.	Porcentaje de error mensual y anual entre ambos modelos. . . . .	48
5.5.	Principales inputs del modelo CSP. . . . .	49
5.6.	Dimensiones optimizadas del campo solar . . . . .	51
5.7.	Datos mensuales de generación de la planta Sol de lila, por un período de un año, desde Septiembre 2022 hasta Agosto 2023. . . . .	52
5.8.	Inputs más relevantes del modelo de la planta Sol de Lila realizado en SAM. .	52
5.9.	Porcentaje de error mensual entre los datos de la planta Sol de Lila y el modelo de SAM. . . . .	54
5.10.	Porcentaje de error asociado a la producción de los meses del año 2022, año 2023 y total anual, entre la generación real de la planta Sol de lila, y el modelo. . .	55
5.11.	Inputs de mayor relevancia en el modelo computacional de la planta PV. . . .	55
5.12.	Inputs requeridos en el modelo original de Sebastián Lobos, junto con los inputs requeridos en el modelo modificado. . . . .	57
6.1.	Parámetros de entrada del modelo MED para una unidad. . . . .	74
6.2.	Tabla resumen con los resultados del modelo estacionario, considerando una unidad instalada. . . . .	75
6.3.	Parámetros de entrada del modelo MED para 20 unidades. . . . .	79
6.4.	Tabla resumen con los resultados del modelo estacionario, considerando 20 unidades instaladas. . . . .	80
6.5.	Generación eléctrica y producción de agua desalinizada para el caso estacionario, obtenidos en base a la condición de diseño. . . . .	82
6.6.	Tabla comparativa entre los resultados obtenidos en el modelo computacional transiente y estacionario para las mismas condiciones de operación. . . . .	91



# Índice de Figuras

1.1.	Proyección de generación eléctrica por tipo de fuente en GWh[5]. . . . .	2
1.2.	Radiación global horizontal: Radiación utilizada para la energía fotovoltaica[7].	2
1.3.	Radiación global directa: Radiación utilizada para la energía por concentración solar[7]. . . . .	3
1.4.	Capacidad instalada de energía en Chile [10] . . . . .	3
1.5.	Mapa de la región de Antofagasta con los distintos puntos en los cuales se encuentran proyectos mineros.[12] . . . . .	4
2.1.	Consumo eléctrico (TWh) esperado por región en la minería del cobre, 2022-2033.[17] . . . . .	7
2.2.	Proyectos mineros de aducción y desalinización de agua de mar en la Región de Antofagasta [15] . . . . .	9
2.3.	Radiación solar en la Región de Antofagasta [24] . . . . .	10
2.4.	Principales tecnologías de plantas CSP.[27] . . . . .	11
2.5.	Esquema de planta cilindro parabólica con almacenamiento térmico.[30] . . . .	12
2.6.	Esquema del funcionamiento de una planta de generación de energía de receptor central [31] . . . . .	13
2.7.	Diagrama de un ciclo Rankine estándar [32]. . . . .	14
2.8.	Diferentes variaciones para mejorar la eficiencia de un ciclo Rankine. (a) Ciclo Rankine con recalentamiento. (b) Ciclo Rankine con regeneración mediante un intercambiador de calor abierto. (c) Ciclo Rankine con regeneración mediante un intercambiador de calor cerrado. [32] . . . . .	15
2.9.	Celda fotovoltaica [33]. . . . .	16
2.10.	Celda fotovoltaica monofacial y bifacial [34]. . . . .	16
2.11.	Esquema de una desalinizadora MED [37] . . . . .	18
2.12.	Esquema desalinización MES de cuatro efectos.[38] . . . . .	19
2.13.	Configuración de la planta estudiada por Jorge Gacitúa que considera la obtención de agua de mar a través de acueductos mineros en el norte de Chile [44]. . . . .	20
2.14.	Configuración de una planta CSP+PV+MED considerada en el estudio realizado por Carlos Mata, resultando infactible económicamente [45]. . . . .	21
3.1.	Esquema de la metodología seguida. . . . .	22
4.1.	Relieve sección transversal de la Región de Antofagasta [50] . . . . .	24
4.2.	Mapa con los acueductos de Sierra Gorda y Centinela, además de la ubicación escogida para la planta. . . . .	25
4.3.	Mapa con la superficie estimada de la planta, en comparación a Cerro Dominador. Además se observa la máxima distancia de la planta y los acueductos mineros a utilizar. . . . .	25

4.4.	Gráfico que muestra la radiación global horizontal, diaria mensual, de la zona seleccionada. . . . .	27
4.5.	Gráfico que muestra la radiación normal directa, diaria mensual, de la zona seleccionada. . . . .	27
4.6.	Mapa donde se muestra en color rojo el lugar seleccionado, junto a las áreas protegidas de las cercanías.[55] . . . . .	28
4.7.	Mapa donde se observan los lugares de Patrimonio humano en las cercanías de la ubicación seleccionada (representada por el ícono de color rojo). [58] . . . . .	28
4.8.	Capacidad instalada de las plantas CSP en el mundo.[60] . . . . .	29
4.9.	Capacidad instalada en el mundo según la tecnología CSP.[60] . . . . .	30
4.10.	Distribución de las diferentes tecnologías de desalinización en el mundo [68]. . . . .	33
4.11.	Layout general del complejo CSP+PV+MES. . . . .	35
4.12.	Diagrama de una planta MED por apilamiento . . . . .	36
4.13.	Pre calentador de la planta MES. . . . .	37
4.14.	Diagrama del primer efecto. . . . .	38
4.15.	Diagrama para un efecto entre el 2do y el N-ésimo . . . . .	39
4.16.	Diagrama del mezclador i-ésimo . . . . .	40
4.17.	Diagrama del condensador final . . . . .	41
4.18.	Intercambiador en contracorriente [75]. . . . .	42
5.1.	DNI y GHI para un día soleado de invierno y un día nublado de invierno. . . . .	45
5.2.	DNI y GHI para un día soleado de verano y un día nublado de verano. . . . .	45
5.3.	Generación mensual obtenida con el modelo de SAM 2020.2.29 y 2022.11.21. . . . .	48
5.4.	Histograma para la selección del punto de diseño, basado en los datos de radiación obtenidos del explorador solar. . . . .	50
5.5.	Ángulos Tilt y Azimuth para definir la orientación de los módulos fotovoltaicos [76]. . . . .	53
5.6.	Comparación de los datos reales de operación de la planta Sol de Lila y el modelo realizado en SAM. . . . .	54
5.7.	Algoritmo computacional utilizado en la simulación para obtener los estados termodinámicos [49]. . . . .	61
5.8.	Algoritmo computacional utilizado para obtener el dimensionamiento, y así posteriormente reevaluar la planta con áreas fijas, para reajustar los flujos máxicos y obtener el producto final [49]. . . . .	63
5.9.	Algoritmo computacional para la simulación transiente. . . . .	65
6.1.	Generación Mensual de la planta CSP en el caso base. . . . .	68
6.2.	Generación Mensual de la planta PV. . . . .	69
6.3.	Generación total eléctrica de la planta en el caso base. . . . .	69
6.4.	Generación de un día soleado de verano. . . . .	70
6.5.	Generación de un día nublado de verano. . . . .	71
6.6.	Generación en un día soleado de invierno. . . . .	72
6.7.	Generación en un día nublado de invierno . . . . .	72
6.8.	Generación total en los días característicos. . . . .	73
6.9.	Gráfico que indica el GOR según el número de efectos. . . . .	74
6.10.	Gráfico que indica la variación porcentual del GOR respecto al número de efectos. . . . .	75
6.11.	Área de intercambio que posee cada efecto, teniendo solo una unidad. . . . .	76
6.12.	Área de intercambio que posee cada pre calentador, teniendo solo una unidad. . . . .	76
6.13.	Temperatura del concentrado salino en cada efecto, considerando solo una unidad. . . . .	77

6.14.	Flujo másico del concentrado salino en cada efecto, considerando solo una unidad.	77
6.15.	Concentración salina que posee el concentrado en cada efecto, considerando solo una unidad. . . . .	78
6.16.	Gráfico que indica el área máxima de intercambio en efectos, considerando la cantidad de módulos o plantas a instalar. . . . .	78
6.17.	Gráfico que indica la variación porcentual del área máxima de intercambio en efectos, considerando la cantidad de módulos o plantas a instalar. . . . .	79
6.18.	Área de intercambio que posee cada efecto, teniendo 20 unidades. . . . .	80
6.19.	Área de intercambio que posee cada precalentador, teniendo 20 unidades. . . . .	81
6.20.	Flujo másico del concentrado salino en cada efecto, teniendo 20 unidades. . . . .	81
6.21.	Concentración salina que posee el concentrado en cada efecto, teniendo 20 unidades. . . . .	82
6.22.	Variación en la energía anual generada por la planta CSP en función de la temperatura de condensación. . . . .	83
6.23.	Variación del flujo de vapor que ingresa a la planta MED en función de la temperatura de condensación. . . . .	83
6.24.	GOR en función de la temperatura del vapor que ingresa en el primer efecto. . . . .	84
6.25.	Porcentaje de recuperación en función de la temperatura del vapor que ingresa en el primer efecto. . . . .	84
6.26.	Agua producida en función de la temperatura del vapor que ingresa en el primer efecto. . . . .	85
6.27.	Layout de la planta considerando un condensador en paralelo. . . . .	86
6.28.	Calor utilizado según el flujo de agua de mar que ingresa a cada unidad de la planta MED. . . . .	86
6.29.	Porcentaje del calor utilizado en función del flujo de agua de mar total que ingresa a la planta MED. . . . .	87
6.30.	Agua producida por unidad en función del flujo de agua de mar total que ingresa a la planta MED. . . . .	87
6.31.	Áreas de intercambio considerando un 25 % del flujo de agua de alimentación. . . . .	88
6.32.	Áreas de intercambio considerando un 50 % del flujo de agua de alimentación. . . . .	88
6.33.	Áreas de intercambio considerando un 75 % del flujo de agua de alimentación. . . . .	88
6.34.	Condiciones de entrada a la planta MED para un día soleado de verano. . . . .	89
6.35.	Condiciones de entrada a la planta MED para un día nublado de verano. . . . .	89
6.36.	Condiciones de entrada a la planta MED para un día soleado de invierno. . . . .	90
6.37.	Condiciones de entrada a la planta MED para un día nublado de invierno. . . . .	90
6.38.	Producción de agua desalinizada un día soleado de verano. . . . .	91
6.39.	Producción de agua desalinizada un día nublado de verano. . . . .	92
6.40.	Producción de agua desalinizada un día soleado de invierno. . . . .	92
6.41.	Producción de agua desalinizada un día nublado de invierno. . . . .	93
6.42.	Agua desalinizada producida en función de la temperatura de captación del agua de mar. . . . .	94
6.43.	GOR obtenido en función de la temperatura de captación del agua de mar. . . . .	94
6.44.	Porcentaje de recuperación en función de la temperatura de captación del agua de mar. . . . .	95
A.1.	Mapa del territorio indígena en la Región de Antofagasta. [57] . . . . .	106
B.1.	Inputs de la sección “System Design” en modelo de SAM 2020.2.29. . . . .	107
B.2.	Inputs de la sección “Heliostat Field” en modelo de SAM 2020.2.29. . . . .	108

B.3.	Inputs de la sección “Heliostat Field” en modelo de SAM 2020.2.29. . . . .	108
B.4.	Inputs de la sección “Tower and Receiver” en modelo de SAM 2020.2.29. . . . .	109
B.5.	Inputs de la sección “Power Cycle” en modelo de SAM 2020.2.29. . . . .	110
B.6.	Inputs de la sección “Thermal Storage” en modelo de SAM 2020.2.29. . . . .	110
C.1.	Inputs de la sección “System Design” en modelo de SAM 2022.11.21. . . . .	111
C.2.	Inputs de la sección “Heliostat Field” en modelo de SAM 2022.11.21. . . . .	112
C.3.	Inputs de la sección “Heliostat Field” en modelo de SAM 2022.11.21. . . . .	112
C.4.	Inputs de la sección “Tower and Receiver” en modelo de SAM 2022.11.21. . . . .	113
C.5.	Inputs de la sección “Power Cycle” en modelo de SAM 2022.11.21. . . . .	114
C.6.	Inputs de la sección “Thermal Storage” en modelo de SAM 2022.11.21. . . . .	114
D.1.	Inputs de la sección “System Design”. . . . .	115
D.2.	Inputs de la sección “Heliostat Field”. . . . .	116
D.3.	Inputs de la sección “Heliostat Field”. . . . .	116
D.4.	Inputs de la sección “Tower and Receiver”. . . . .	117
D.5.	Inputs de la sección “Power Cycle”. . . . .	118
D.6.	Inputs de la sección “Thermal Storage”. . . . .	118
E.1.	Inputs de la sección “Modules”. . . . .	119
E.2.	Inputs de la sección “Modules”. . . . .	119
E.3.	Inputs de la sección “Inverter”. . . . .	120
E.4.	Inputs de la sección “Inverter”. . . . .	120
E.5.	Inputs de la sección “System Design”. . . . .	120
E.6.	Inputs de la sección “System Design”. . . . .	121
E.7.	Inputs de la sección “Shading and Layout”. . . . .	122
F.1.	Inputs de la sección “Modules”. . . . .	123
F.2.	Inputs de la sección “Modules”. . . . .	123
F.3.	Inputs de la sección “Inverter”. . . . .	124
F.4.	Inputs de la sección “Inverter”. . . . .	124
F.5.	Inputs de la sección “System Design”. . . . .	125
F.6.	Inputs de la sección “System Design”. . . . .	125
F.7.	Inputs de la sección “Shading and Layout”. . . . .	126
G.1.	Temperatura de entrada de 52 [°C] . . . . .	127
G.2.	Temperatura de entrada de 54 [°C] . . . . .	127
G.3.	Temperatura de entrada de 56 [°C] . . . . .	128
G.4.	Temperatura de entrada de 58 [°C] . . . . .	128
G.5.	Temperatura de entrada de 60 [°C] . . . . .	128
G.6.	Temperatura de entrada de 62 [°C] . . . . .	129
G.7.	Temperatura de entrada de 64 [°C] . . . . .	129
G.8.	Temperatura de entrada de 66 [°C] . . . . .	129
G.9.	Temperatura de entrada de 68 [°C] . . . . .	130
G.10.	Temperatura de entrada de 70 [°C] . . . . .	130
G.11.	Temperatura de entrada de 72 [°C] . . . . .	130
G.12.	Temperatura de entrada de 74 [°C] . . . . .	131
G.13.	Temperatura de entrada de 76 [°C] . . . . .	131
G.14.	Temperatura de entrada de 78 [°C] . . . . .	131
G.15.	Temperatura de entrada de 80 [°C] . . . . .	132
G.16.	Temperatura de entrada de 82 [°C] . . . . .	132
G.17.	Temperatura de entrada de 84 [°C] . . . . .	132

G.18.	Temperatura de entrada de 86 [°C]	133
H.1.	GOR y Razón de recuperación para un día soleado de verano.	134
H.2.	GOR y Razón de recuperación para un día nublado de verano.	134
H.3.	GOR y Razón de recuperación para un día soleado de invierno.	134
H.4.	GOR y Razón de recuperación para un día nublado de invierno.	135

## NOMENCLATURA

RR	Recovery Ratio (Razón de Recuperación)
GOR	Gained Output Ratio (Relación de Producto Obtenido)
N	Número de Efectos
$Q$	Calor en [kW]
$Q_{in}$	Calor de Entrada en [kW]
$Q_{out}$	Calor de Salida en [kW]
$X_a$	Concentración Salina del agua de mar en [ppm]
$X_{b,i}$	Concentración Salina del concentrado en el efecto “i” en [ppm]
$T_s$	Temperatura del vapor a la salida de la turbina en [°C]
$T_{a,i}$	Temperatura del agua de alimentación en el precalentador “i” en [°C]
$T_{vo,i}$	Temperatura del vapor obtenido por evaporación en el efecto “i” en [°C]
$T_{vf,i}$	Temperatura del vapor flasheado en el efecto “i” en [°C]
$T_{b,i}$	Temperatura del concentrado en el efecto “i” en [°C]
$T_{v,i}$	Temperatura del vapor que sale del precalentador “i” en [°C]
$T_{vc,i}$	Temperatura del condensado en el precalentador “i” en [°C]
$T_{d,i}$	Temperatura del destilado obtenido en el Mixer “i” en [°C]
$T_{ain}$	Temperatura del agua de mar que ingresa al condensador en [°C]
$T_{aout}$	Temperatura del agua de mar que es devuelta al acueducto en [°C]
$T_p$	Temperatura del producto obtenido por la desalinización en [°C]
$\dot{m}_s$	Flujo másico del vapor a la salida de la turbina en [kg/s]
$\dot{m}_a$	Flujo másico del agua de alimentación en [kg/s]
$\dot{m}_{vo,i}$	Flujo másico del vapor obtenido por evaporación en el efecto “i” en [kg/s]
$\dot{m}_{vf,i}$	Flujo másico del vapor flasheado en el efecto “i” en [kg/s]
$\dot{m}_{b,i}$	Flujo másico del concentrado en el efecto “i” en [kg/s]
$\dot{m}_{v,i}$	Flujo másico del vapor que sale del precalentador “i” en [kg/s]
$\dot{m}_{vc,i}$	Flujo másico del condensado en el precalentador “i” en [kg/s]
$\dot{m}_{d,i}$	Flujo másico del destilado obtenido en el Mixer “i” en [kg/s]
$\dot{m}_{df,N}$	Flujo másico del destilado flasheado que ingresa al condensador final en [kg/s]
$\dot{m}_{dl,N}$	Flujo másico del destilado que no es flasheado que ingresa al condensador final en [kg/s]
$\dot{m}_p$	Flujo másico del producto obtenido en la desalinización en [kg/s]
$c_{p_{ain},N}$	Calor específico del agua de mar que ingresa al condensador en [kJ/kg °C]
$c_{p_{a,i}}$	Calor específico del agua de alimentación a la salida del precalentador “i” en [kJ/kg °C]
$c_{p_{b,i}}$	Calor específico del concentrado en el efecto “i” en [kJ/kg °C]
$c_{p_{v,i}}$	Calor específico del vapor que sale del precalentador “i” en [kJ/kg °C]
$c_{p_{vc,i}}$	Calor específico del condensado en el precalentador “i” en [kJ/kg °C]
$c_{p_{d,i}}$	Calor específico del destilado obtenido en el Mixer “i” en [kJ/kg °C]
$c_{pp}$	Calor específico del producto obtenido por la desalinización en [kJ/kg °C]

$h_l$	Entalpía de líquido saturado en [kJ/kg]
$h_v$	Entalpía de vapor saturado en [kJ/kg]
$h_g$	Entalpía de vaporización en [kJ/kg]
$L_{gvo,i}$	Calor latente del vapor obtenido por evaporación en el efecto “i” en [kJ/kg]
$L_{gv,i}$	Calor latente del vapor que sale del precalentador “i” en [kJ/kg]
$L_{gvc,i}$	Calor latente del condensado en el precalentador “i” en [kJ/kg]
$L_{gdf,N}$	Calor latente del destilado flasheado en el condensador final en [kJ/kg]
$P_{vf}$	Fracción de vapor flasheado

# 1. Introducción

En la actualidad, el calentamiento global se ha convertido en uno de los desafíos ambientales más importantes para la humanidad. El aumento constante de las temperaturas globales, impulsado en su mayoría por las emisiones de gases de efecto invernadero provocados por la actividad humana, está generando cambios drásticos en el clima y el medio ambiente en todo el mundo. Todo esto provoca sequías intensas, escasez de agua, incendios graves, aumento del nivel del mar, inundaciones, deshielo de los polos, tormentas catastróficas y disminución de la biodiversidad [1].

Una gran cantidad de los gases de efecto invernadero que son emitidos a la atmósfera, se generan debido a la producción de energía, tanto eléctrica como calor, mediante la quema de combustibles. El carbón, el petróleo y el gas emiten más del 75 % del total de las emisiones de gases de efecto invernadero en el mundo [2]. Una de las formas que ha encontrado la sociedad para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, y así ayudar a controlar el calentamiento global, es el uso de energías renovables no convencionales (ERNC). Las fuentes de energías renovables que se encuentran en abundancia están dadas por el sol, el viento, el agua, los residuos o el calor de la tierra. Todas estas formas de energía emiten muy pocos o incluso ningún contaminante o gas de efecto invernadero.

Desafortunadamente, Chile también es afectado por el calentamiento global. Actualmente, numerosas comunas enfrentan problemas de escasez hídrica, según la Dirección General de Aguas del Ministerio de Obras Públicas [3]. Además de ello, en el norte se encuentra el desierto más árido del mundo [4], donde el agua es un recurso limitado. Allí se encuentra una amplia industria minera, provocando una alta demanda energética e hídrica, teniendo la necesidad de buscar formas de obtener agua y energía limpia.

Una de las medidas que ha tomado Chile para ayudar a combatir el cambio climático, es su Plan de Transición Energética [5]. Este busca que para el año 2050, el 100 % de la generación eléctrica sea libre de emisiones de CO<sub>2</sub>, teniendo para el 2030 un aporte del 80 % solo de energías renovables. En el gráfico de la Figura 1.1 se observa la proyección de la generación eléctrica según el tipo de fuente de energía, destacando la presencia significativa de energía solar, por sobre otras fuentes como la eólica.



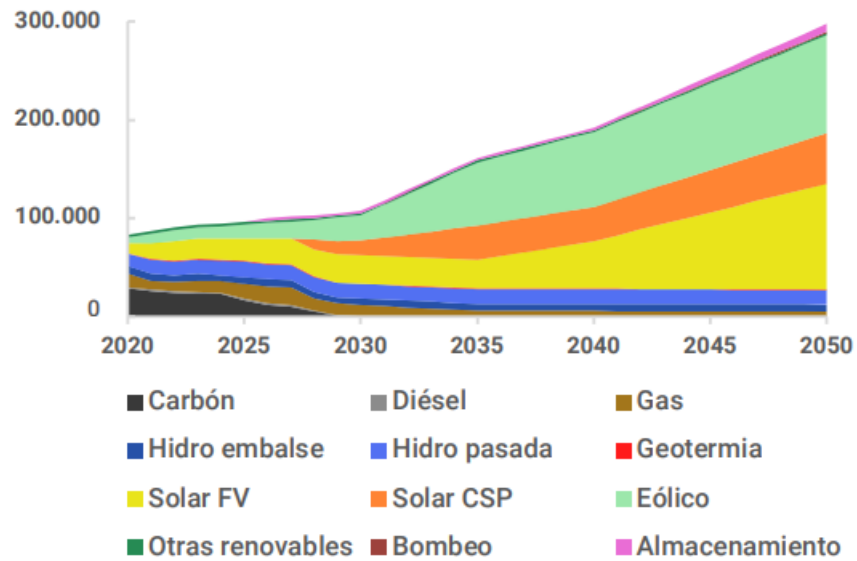


Figura 1.1: Proyección de generación eléctrica por tipo de fuente en GWh[5].

## 1.1. Antecedentes Generales

### 1.1.1. Energía Solar en Chile

Se ha evidenciado según estudios [6], que el norte de Chile posee características únicas en cuanto al recurso solar. En esta zona se presenta la mayor radiación solar del mundo, como se puede observar en las figuras 1.2 y 1.3. Gracias a ello, se tiene un alto potencial para el desarrollo de la energía solar fotovoltaica (PV - Photovoltaic) y la energía por concentración solar (CSP - Concentration Solar Power).

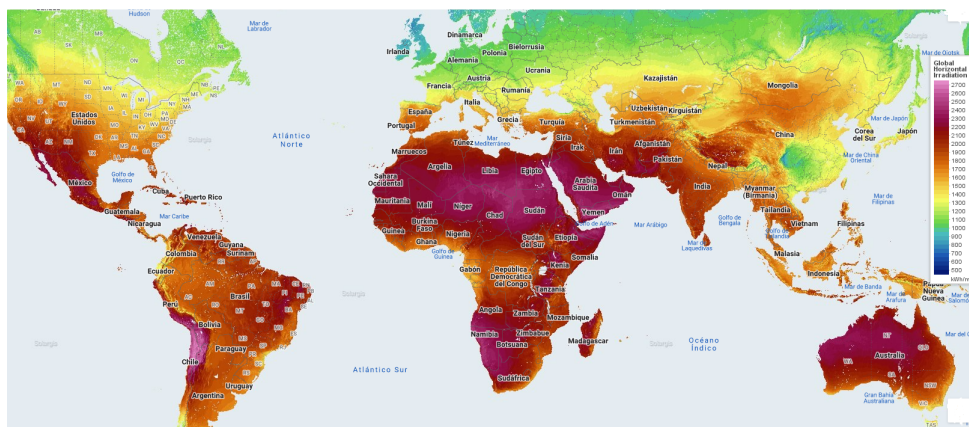


Figura 1.2: Radiación global horizontal: Radiación utilizada para la energía fotovoltaica[7].

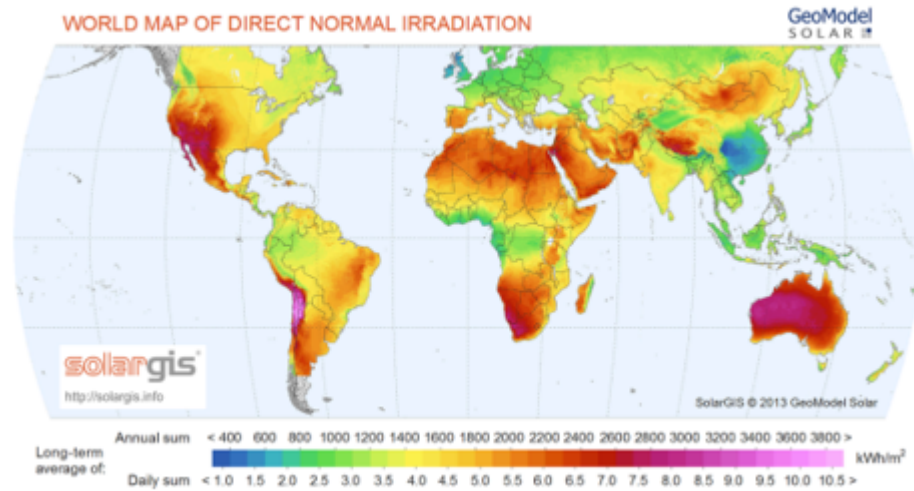


Figura 1.3: Radiación global directa: Radiación utilizada para la energía por concentración solar[7].

Desde el año 2012, se han llevado a cabo diversos proyectos de energía fotovoltaica aprovechando el recurso disponible. Actualmente, este tipo de energía lidera la matriz energética (ver Figura 1.4), mientras que, en el año 2021, se inauguró la primera planta de concentración solar, llama “Cerro Dominador”[8], aportando con un 0,37 % (108 MW) a la matriz energética del país. En los últimos años, se han aprobado al menos 5 proyectos [9] de plantas CSP para seguir contribuyendo con esta forma de energía. Además, se busca que para el año 2050, mas del 50 % de la energía nacional se obtenga mediante energía solar [5], distribuida entre CSP y PV.

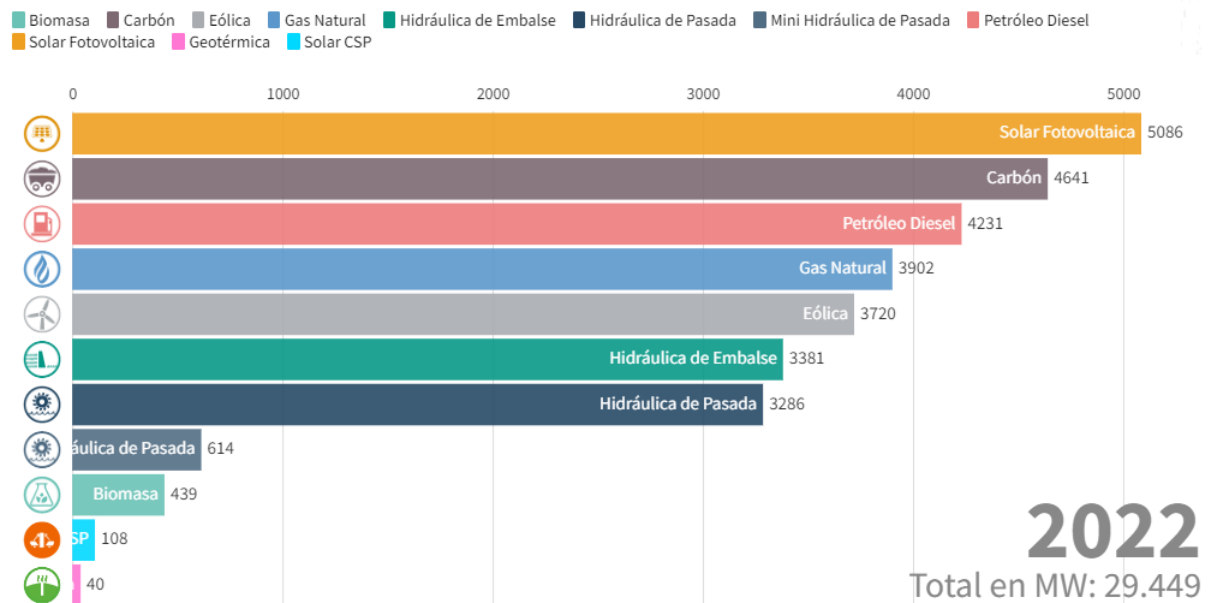


Figura 1.4: Capacidad instalada de energía en Chile [10]

## 1.1.2. Actividad minera

En Chile, la industria minera es uno de los sectores más importantes de la economía, el cual representó el 14,6 % del Producto Interno Bruto (PIB) nacional en el año 2021. Además, existe una gran concentración de la minería en la zona norte del país, aportando considerablemente al PIB regional, llevando la delantera la Región de Antofagasta en la cual se tuvo un aporte de 51,9 % [11]. Asimismo, esta corresponde a la región con mayor actividad minera del país, sumando 42 proyectos, que pueden observarse en el mapa de la Figura 1.5



Figura 1.5: Mapa de la región de Antofagasta con los distintos puntos en los cuales se encuentran proyectos mineros.[12]

En el ámbito de la minería, la demanda hídrica y energética es elevada. Al año 2019 la industria minera del cobre tuvo un consumo total de energía de alrededor del 14 % del consumo agregado del país. De este total, aproximadamente el 50 % corresponde a energía eléctrica y el otro 50 % por combustibles fósiles. La región de Antofagasta es por lejos la región con mayor consumo energético, teniendo un 59,8 % del consumo en combustibles y un 54.9 % del consumo de electricidad.[13]

En cuanto al recurso hídrico, el consumo de agua por parte del sector minero alcanza el 3 % nacional, pero se ubica mayoritariamente en el norte, zona donde la escasez de agua es un factor limitante para el desarrollo de la región, existiendo una demanda creciente de agua por parte de usuarios industriales, locales, comunidades y el medio ambiente.[14]

Producto del alto consumo de agua que conllevan los procesos mineros, se han buscado alternativas para hacer más sostenibles los procesos. La solución principal es la utilización del agua de mar directamente en algunos procesos mineros, como también la desalinización de esta, generalmente mediante el método de ósmosis inversa [15]. Para el transporte del agua de mar hacia la mina, se han implementado sistemas de acueductos, los cuales consisten en largas tuberías por las cuales es bombeada directamente el agua de mar, o ya desalinizada.

## 1.2. Motivación

En la región de Antofagasta, por la alta actividad minera descrita anteriormente, existe una alta demanda en el consumo energético y un elevado consumo de agua en los procesos mineros, que conlleva a una escasez de agua en la región. Es por ello que las empresas mineras allí ubicadas, necesitan mejorar la sostenibilidad en sus procesos. Como se mencionó previamente, una de las formas que encontró la minería de la zona para obtener altas cantidades de agua es a través del mar.

Considerando estas problemáticas y la oportunidad de aprovechar los recursos disponibles, es que se ha propuesto la idea de implementar una planta híbrida de generación por concentración solar y fotovoltaica, aprovechando el gran recurso solar, y que contenga un sistema de desalinización térmico, en este caso, por destilación de múltiple efecto (MED - Multiple Effect Distillation), aprovechando la opción de utilizar los acueductos mineros como medio de obtención de agua.

Este complejo tiene como objetivo la generación simultánea de electricidad y agua, con la intención de combatir la escasez hídrica y ayudar a satisfacer la alta demanda energética. La importancia de aprovechar los acueductos radica en la necesidad de una alta radiación directa para la planta CSP, lo que requiere que esté ubicada lejos de la costa para minimizar la nubosidad. Además, esta forma de obtención de agua es más ecológica en comparación a lo que sería agregar el transporte a través de camiones.

## 1.3. Objetivos

### 1.3.1. Objetivo General

Modelar numéricamente un complejo de una planta híbrida CSP+PV con tecnología MED en el norte de Chile, evaluando la producción de agua y electricidad bajo diferentes condiciones de operación, utilizando agua marina proveniente de acueductos mineros como sistema de enfriamiento.

### 1.3.2. Objetivos Específicos

Este es un trabajo en que se distinguen tres partes: Los 4 primeros objetivos corresponden al proyecto de un sistema CSP+PV+MED, los objetivos 5 y 6 consisten en el desarrollo o adaptación de las técnicas de modelación del sistema, y los restantes estudian la respuesta de la planta diseñada ante variaciones de las condiciones de operación impuestas, por medio de los recursos de modelación desarrollados.

1. Revisar las condiciones de la zona y el estado del arte de las tecnologías de integración.
2. Seleccionar las tecnologías de integración y definir el proceso.
3. Realizar balances térmicos en las diferentes etapas del proceso.
4. Dimensionar los equipos.

5. Modelar computacionalmente las plantas PV, CSP y en conjunto CSP+PV.
6. Modelar computacionalmente la planta MED y en conjunto CSP+PV+MED.
7. Estudiar el efecto de la temperatura de condensación en la producción eléctrica e hídrica.
8. Estudiar el efecto del flujo de agua de mar que ingresa a la planta MED en la producción eléctrica e hídrica.
9. Estudiar el efecto de la temperatura de captación del agua marina en el rendimiento global.
10. Evaluar la operación transiente de la planta fijando potencia eléctrica y caudal de agua desalinizada.

## 1.4. Alcances

En primer lugar, el complejo se estudiará para las cercanías de los acueductos mineros, a una distancia menor de 5 km, en la Región de Antofagasta. Además, las tecnologías serán acotadas, no se evaluará otro tipo de desalinización ni otra forma de obtención de energía. Es importante destacar que el complejo CSP + PV + MED deberá producir energía eléctrica y agua.

Respecto al tamaño de las plantas, estas serán simuladas para una potencia de 110 MW en el caso de la planta CSP y 100 MW para la planta PV. Estos valores están basados en la planta existente Cerro Dominador, pero se busca agregar la variación de obtener como subproducto agua desalinizada. Por otro lado, la planta MED se utilizará a modo de condensador en el ciclo de potencia de la planta CSP, y su dimensión estará dada en base al tamaño de dicha planta, priorizando la producción de energía.

Para el caso de la simulación de la planta MED, se utilizará un modelo existente para el estado estacionario, mientras que se desarrollará un modelo para el análisis del estado transiente.

La simulación del sistema MED, no considera el dimensionamiento detallado de todos sus componentes, tales como vasijas, bombas, piping, etc, lo que se requeriría en caso de evaluar la factibilidad de las plantas.

## 2. Antecedentes

### 2.1. Región de Antofagasta

La Región de Antofagasta, ubicada en el norte de Chile, desempeña un papel fundamental en la industria minera y energética del país. Como se mencionó en la sección anterior, corresponde a la región con mayor actividad minera del país, con un aporte del 51,9% [11] del PIB regional. Además de ello, contribuye en la generación de energía solar, que actualmente corresponde al tipo de energía con mayor presencia en la matriz energética, tal como se mencionó en el apartado anterior.

#### 2.1.1. Demanda Energética y Minería

Según el Anuario Estadístico de Energía del año 2022 [16], la Región de Antofagasta es la segunda región con mayor consumo energético en Chile, solo superada por la Región Metropolitana. El consumo energético del año 2022 correspondió a 47,22 [TWh], lo que es equivalente al 13,8% del consumo nacional.

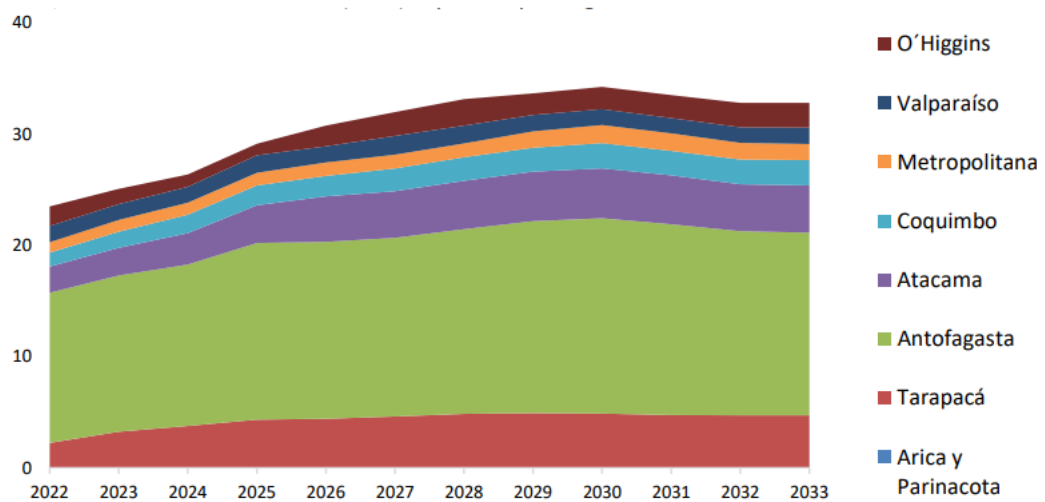


Figura 2.1: Consumo eléctrico (TWh) esperado por región en la minería del cobre, 2022-2033.[17]

La Región se destaca por su industria minera y su relevancia en la producción de cobre, que el año 2022 tuvo un consumo de 23,5 TWh (Mas del 50 % del consumo regional) y se estima que el consumo eléctrico crecerá en un 39,5 % entre 2022 y 2033.[17] En la Figura 2.1 se muestra el consumo energético por región proyectado, donde la región de Antofagasta lleva la delantera.

Una de las razones por las cuales se espera un aumento de la demanda energética por parte de la minería del cobre es la energía para la desalinización y la impulsión de agua de mar, procesos de los que se hablará mas adelante. Se estima que el aumento en la demanda energética para este fin sea de un 15 %.

Es importante destacar que se espera que gran parte del consumo eléctrico provenga de fuentes renovables, ya que la industria minera en Chile está avanzando en el uso de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). En 2022, el 61,5 % del consumo eléctrico minero fue proveniente de ERNC y se estima que para el año 2027, el 71 % de la demanda eléctrica minera provendrá de energías limpias.

### **2.1.2. Demanda Hídrica y Minería**

Debido a que la Región de Antofagasta es parte del desierto de Atacama, se encuentra en la zona más árida del mundo, por ende, el recurso hídrico es limitado [4]. La alta actividad minera existente, es responsable del 57 % de la demanda hídrica que posee la región [18]. Esto provoca que la minería deba buscar formas más sostenibles de obtener agua para sus procesos.

El año 2021, la minería del cobre en la región, tuvo un consumo de 9,38 [m<sup>3</sup>/s] [19], con un 58 % proveniente de agua de mar, y se estima que para el año 2033 el consumo aumente a 10,2 [m<sup>3</sup>/s]. Adicionalmente, se proyecta que la disponibilidad de agua para el período 2030-2060 podría disminuir más del 50 % en Chile. Es por ello que se espera que para el año 2033, el 90 % del agua destinada para la minería en la región, sea obtenida mediante agua de mar.[20]

#### **2.1.2.1. Implementación de Acueductos Mineros y Desalinización**

Al ser el agua de mar un recurso necesario para los procesos mineros debido a las limitaciones de la zona, se ha optado por diferentes métodos de desalinización y obtención de agua. En la Figura 2.2 pueden observarse distintos proyectos de esta índole a lo largo de toda la región. De aquí se puede extraer que existen 15 plantas desalinizadoras con el método de osmosis inversa, y 6 proyectos en los cuales se presenta aducción de agua directa, es decir, presentan instalaciones de acueductos que bombean agua directamente desde el mar.

Una de las formas en que la minería ha adaptado sus procesos, es utilizando directamente el agua de mar en algunos de ellos, sin necesidad de la desalinización. Un ejemplo de esto es la mina Las Luces, ubicada en la comuna de Taltal, Región de Antofagasta. En ella se obtiene cobre y molibdeno, y se utiliza directamente agua de mar en los procesos de molienda y flotación con un sistema de recirculación [21].

Por otro lado, al desalinizar agua de mar, además de agua dulce se obtiene salmuera como subproducto, es decir, agua con una alta concentración salina. Este ha sido un problema dado

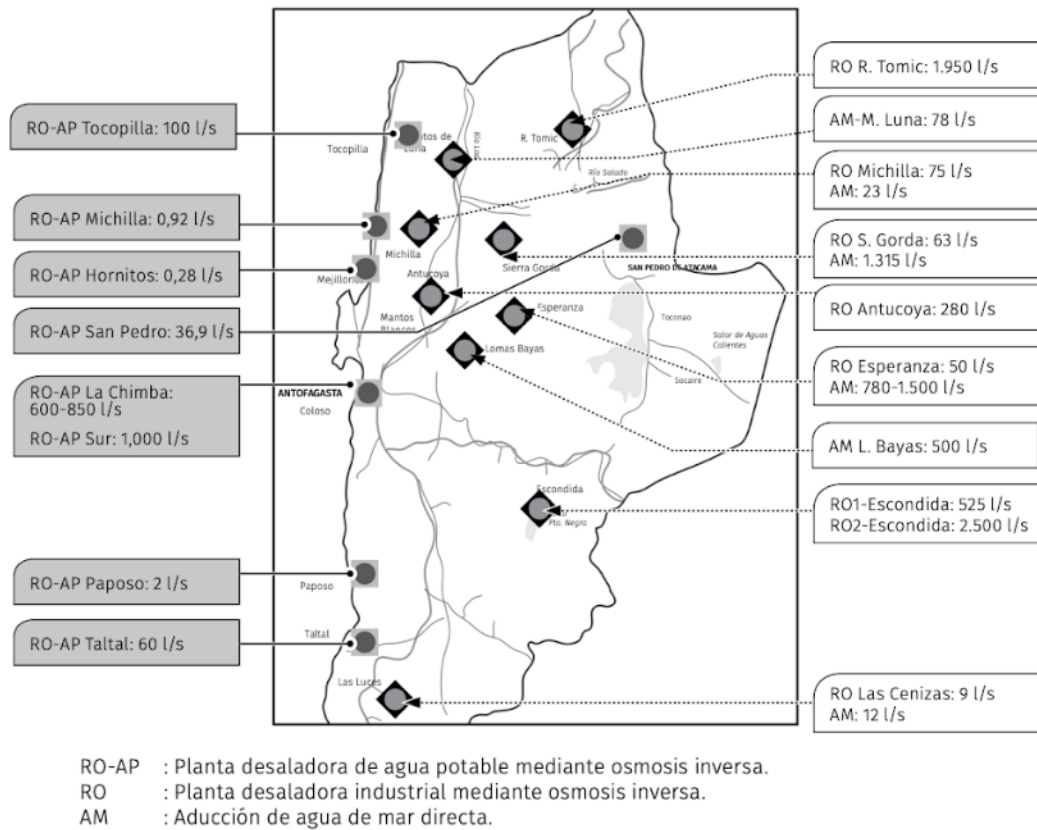


Figura 2.2: Proyectos mineros de aducción y desalinización de agua de mar en la Región de Antofagasta [15]

que es un residuo que suele verterse al mar dañando al ecosistema marino. Debido a ello, se han investigado mecanismos para utilizar la salmuera en procesos mineros de tratamiento de cobre, como por ejemplo en la flotación por espuma [22] o en la lixiviación [23].

### 2.1.3. Potencial de Energía Solar en la Región

La región de Antofagasta, al estar en el norte de Chile, es un sector con una alta radiación solar, lo cual es muy favorable para la instalación de sistemas de energía solar, como se puede apreciar en el mapa de la Figura 2.3 extraído del explorador solar. Se tiene un alto potencial para la instalación de energía solar térmica por su alta irradiación normal directa (DNI - Direct Normal Irradiance) y un alto potencial para la generación de energía fotovoltaica, por su alta irradiación global horizontal (GHI - Global Horizontal Irradiance)[24].

En la actualidad, existen al menos 33 proyectos en operación de energía solar fotovoltaica, y un proyecto en operación de energía solar térmica, sumando una potencia instalada al año 2022 de 2620 MW. Además de ello, existen 31 proyectos en construcción para seguir aumentando la generación de energía solar en Chile[25].



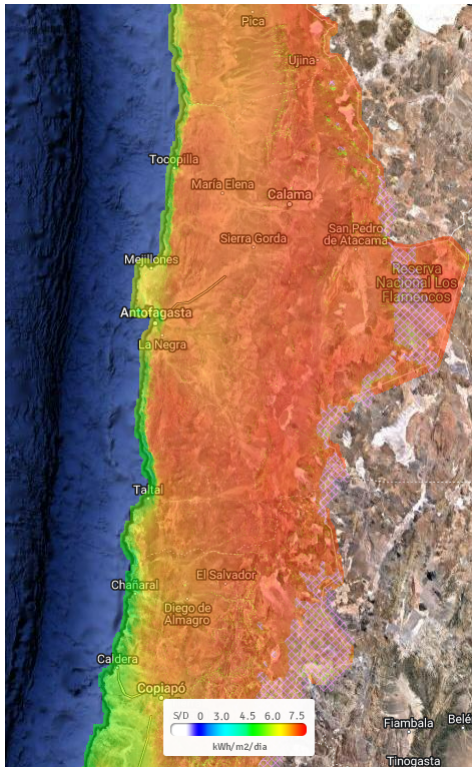


Figura 2.3: Radiación solar en la Región de Antofagasta [24]

Debido a esto, y considerando el plan nacional de transición energética al 2050 [5], el norte de Chile, incluyendo a la región de Antofagasta, juega un rol fundamental en el aumento de las ERNC en la matriz energética, contribuyendo mayoritariamente con la energía solar térmica y fotovoltaica.

## 2.2. Tecnologías Involucradas

A continuación, se presentan las 3 tecnologías a integrar en el complejo, considerando la energía solar y la desalinización.

### 2.2.1. Tecnología CSP

Los sistemas de concentración solar son sistemas que aprovechan la energía térmica proveniente de la radiación solar directa. Se basan en concentrar la energía solar en un receptor por el cual circula un fluido de transferencia de calor (HTF - Heat-Transfer Fluid), que es calentado para generar vapor, el cual puede ser utilizado directamente o para accionar turbinas y generadores mediante un ciclo Rankine. Además, a diferencia de otros tipos de energía, se está empleando un sistema de almacenamiento térmico (TES - Thermal Energy Storage) con sales fundidas, que les permite continuar en funcionamiento durante períodos de baja o nula radiación. En Chile, se tiene la planta Cerro Dominador que dispone de un almacenamiento térmico de 17,5 horas [26].

Actualmente, existen cuatro tipos principales de plantas CSP, las cuales se muestran en la Figura 2.4. De ellas, dos corresponden a sistemas de foco lineal y las otras dos a sistemas

de foco puntual.

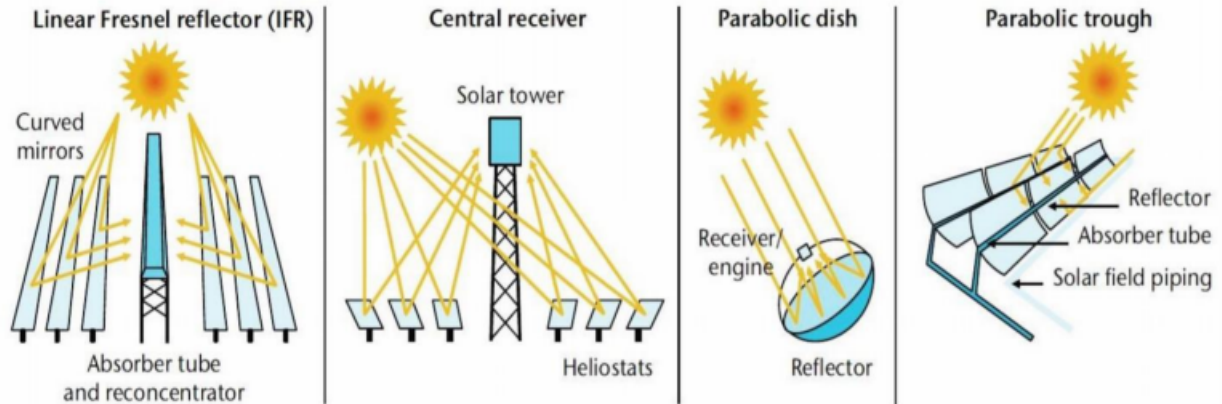


Figura 2.4: Principales tecnologías de plantas CSP.[27]

### 2.2.1.1. Sistemas con foco lineal

Los sistemas de foco lineal, como su nombre lo indica, concentran la radiación en una línea, la cual corresponde a un tubo absorbente por el que fluye el HTF que aumenta su temperatura a medida que recorre el sistema. A continuación se explicará el funcionamiento de los dos sistemas principales:

#### 1. Colector Lineal Fresnel

Un sistema lineal Fresnel (LFR - Linear Fresnel Reflector) utiliza una serie de largos espejos, estrechos y de baja curvatura o planos, para enfocar la luz sobre uno o varios absorbentes lineales situados sobre los espejos. Estos espejos suelen tener un sistema de seguimiento del sol, con un eje fijado a una estructura de acero en el suelo.

LFR se utilizan principalmente para la generación directa de vapor en el campo de colectores y generan entre un 20 % a 30 % menos de energía anual en comparación a los sistemas cilindro-parabólicos (PTC - Parabolic Trough Collector). En 2018, solo el 3 % de los sistemas comerciales de CSP se basaban en la tecnología Linear Fresnel [27].

#### 2. Colector cilindro-parabólico

Estos sistemas están formados por grandes campos de colectores cilindro-parabólicos. Utilizados de forma modular, se ubican en series de filas paralelas alineados mediante un eje horizontal. Cada colector solar posee un reflector lineal de forma parabólica que refleja la radiación solar directa, a un receptor lineal (tubo absorbente) situado en el foco de la parábola. Los colectores tienen un sistema de seguimiento para que la radiación esté continuamente reflejada en el receptor. El HTF, frecuentemente aceite térmico [28], se calienta hasta 393°C mientras circula por el receptor, y se dirige a un generador de vapor. Este método puede utilizarse tanto para procesos industriales como también producir energía eléctrica mediante un ciclo Rankine [29].

La temperatura máxima del ciclo se limita a valores inferiores a 400 °C para evitar la descomposición del HTF.

Las plantas que poseen almacenamiento térmico (Figura 2.5), suelen utilizar sistemas compuestos por dos tanques de sales fundidas. El HTF caliente se utiliza para cargar el almacenamiento durante los periodos de tiempo en los que el campo solar proporciona un exceso de calor. La descarga también se realiza a través del HTF utilizando el mismo intercambiador de calor que para la carga.

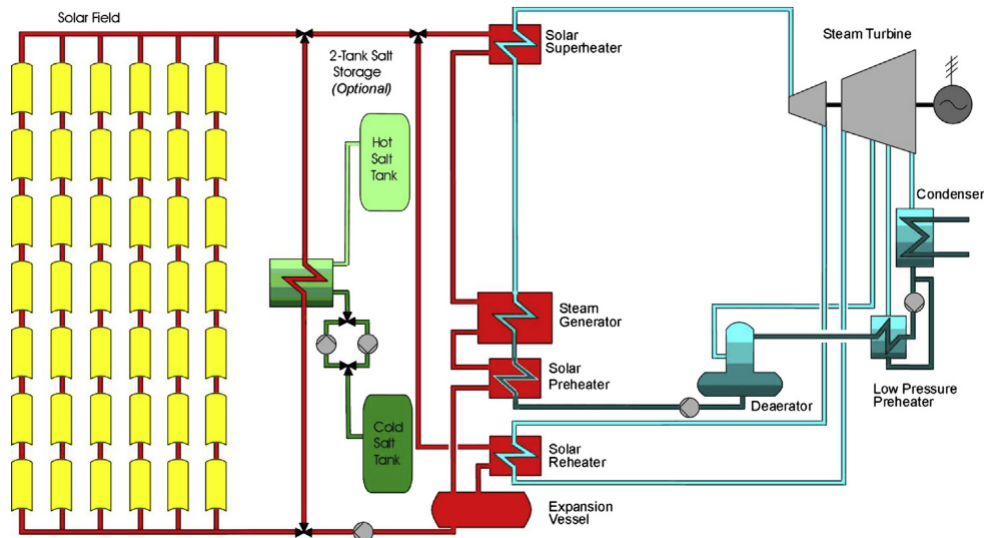


Figura 2.5: Esquema de planta cilindro parabólica con almacenamiento térmico.[30]

## 2.2.1.2. Sistemas con foco puntual

### 1. Disco parabólico

Un disco parabólico es un concentrador puntual que refleja los rayos del sol en el punto focal de la parábola. La energía térmica puede convertirse en electricidad mediante un motor-generador acoplado directamente al receptor o transportada por tuberías a un sistema de conversión de energía [29]. Se utilizan de forma modular y su tamaño está limitado de 100 a 400  $m^2$  debido a las limitaciones de la carga del viento.

El receptor térmico puede ser un banco de tubos con un fluido refrigerante, normalmente hidrógeno o helio, que sirve como HTF y como fluido de trabajo para el motor. Otro tipo de receptores térmicos son los tubos de calor en los que se utiliza la ebullición y condensación de un fluido para transferir el calor al motor. El sistema motor-generador aprovecha el calor del receptor para generar electricidad. El tipo más común es el motor Stirling [28].

### 2. Receptor central

Los sistemas de receptores centrales constan de una torre rodeada de espejos de seguimiento llamados heliostatos. En la parte superior de la torre se ubica el receptor que corresponde a un intercambiador de calor, por el cual pasa el HTF. Los heliostatos reflejan la radiación solar hacia el receptor calentando el fluido de trabajo, que corresponde

comúnmente a sales fundidas. En la parte inferior de la torre se sitúan dos tanques, uno con sales fundidas frías (290 °C aproximadamente) y otro con sales fundidas calientes (565 °C aproximadamente) [28].

Durante su funcionamiento, las sales fundidas son bombeadas desde el tanque frío hasta el receptor, donde son calentadas hasta 565 °C aproximadamente, y luego descienden al tanque de almacenamiento de sales calientes. Las sales calientes son dirigidas hacia un generador de vapor, del cual se obtiene vapor sobrecalentado que se dirige a una turbina para producir electricidad. Una vez que las sales pasan por el generador de vapor, son dirigidas al tanque de sales frías y se repite el proceso. En la Figura 2.6 se puede observar un esquema del funcionamiento.

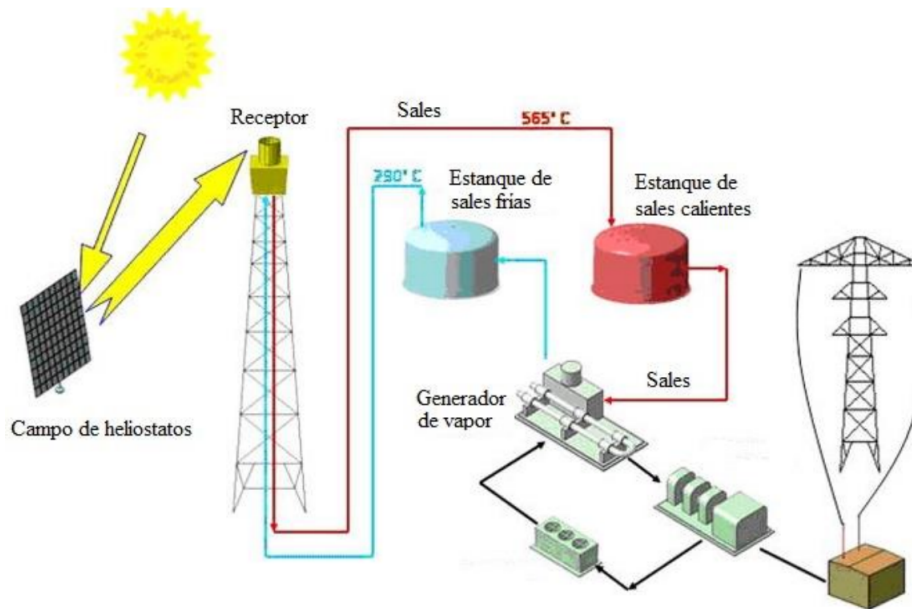


Figura 2.6: Esquema del funcionamiento de una planta de generación de energía de receptor central [31]

Como este tipo de plantas disponen de TES, pueden llegar a permitir la producción de energía durante las 24 hrs del día.

### 2.2.1.3. Bloque de Potencia

El ciclo de potencia comúnmente utilizado para la generación de electricidad en plantas CSP corresponde al ciclo Rankine. Un ciclo Rankine convencional consta de cuatro equipos principales: una caldera, una turbina, un condensador y una bomba. Sin embargo, en el caso de las centrales CSP, en lugar de una caldera, se emplea un intercambiador de calor entre el HTF y el agua/vapor. En la Figura 2.7 se muestra un ciclo Rankine estándar.

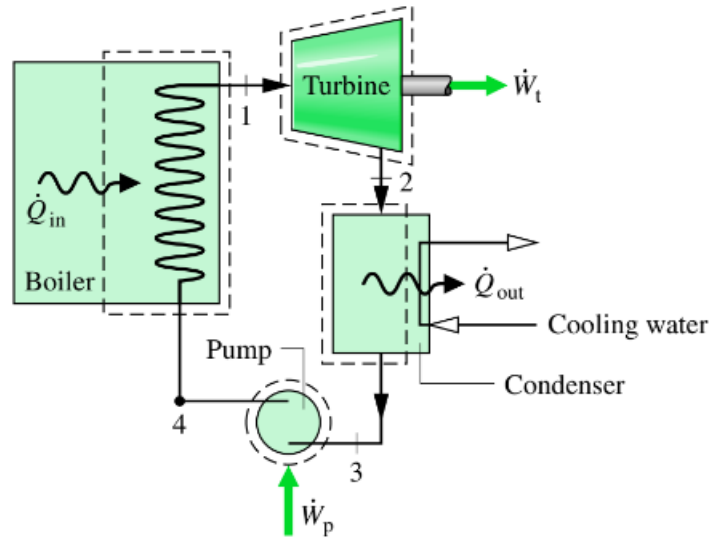


Figura 2.7: Diagrama de un ciclo Rankine estándar [32].

El funcionamiento general comienza con la generación de vapor sobrecalentado en el intercambiador de calor, que posteriormente se dirige hacia la turbina. Allí, tiene lugar un proceso de expansión que genera potencia. Luego de pasar por la turbina, el vapor se dirige al condensador, donde se libera calor. Este condensador puede ser de diferentes tipos, ya sea utilizando agua, o de enfriamiento mediante aire.

Una vez que el agua ha vuelto a su estado líquido en el condensador, se envía a la bomba para aumentar su presión y vuelve a ingresar al intercambiador de calor para repetir el ciclo.

Aunque las eficiencias de este tipo de ciclos no suelen ser muy altas, ya que no superan el 40 %, existen variaciones que incorporan recalentamiento y/o regeneración, lo que permite obtener rendimientos térmicos más elevados [32]. Estas modificaciones contribuyen a mejorar la eficiencia global del sistema. En la Figura 2.8 se pueden observar distintas configuraciones para el caso con recalentamiento o regeneración.

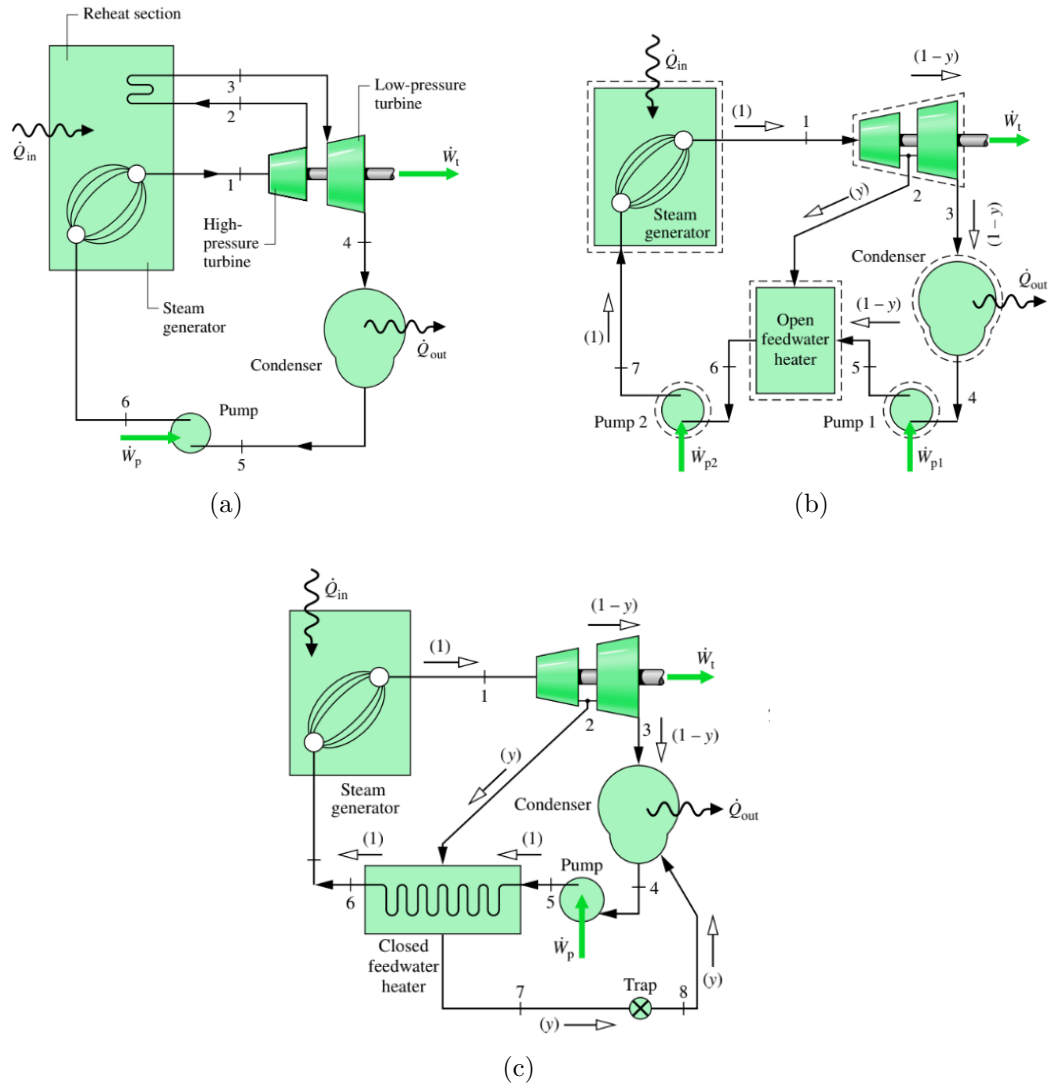


Figura 2.8: Diferentes variaciones para mejorar la eficiencia de un ciclo Rankine. (a) Ciclo Rankine con recalentamiento. (b) Ciclo Rankine con regeneración mediante un intercambiador de calor abierto. (c) Ciclo Rankine con regeneración mediante un intercambiador de calor cerrado. [32]

## 2.2.2. Tecnología PV

La tecnología fotovoltaica se basa en la generación de energía eléctrica directamente de la radiación solar mediante el efecto fotoeléctrico. Está compuesta por celdas fotovoltaicas fabricadas con materiales semiconductores. Estas poseen dos capas semiconductoras tipo N y P como se observa en la Figura 2.9. El semiconductor tipo N absorbe los fotones incidentes y libera electrones que viajan al semiconductor tipo P, generando un campo eléctrico[33]. Cabe señalar que este efecto se produce utilizando la GHI, es decir, aprovechando tanto la radiación directa como la difusa.

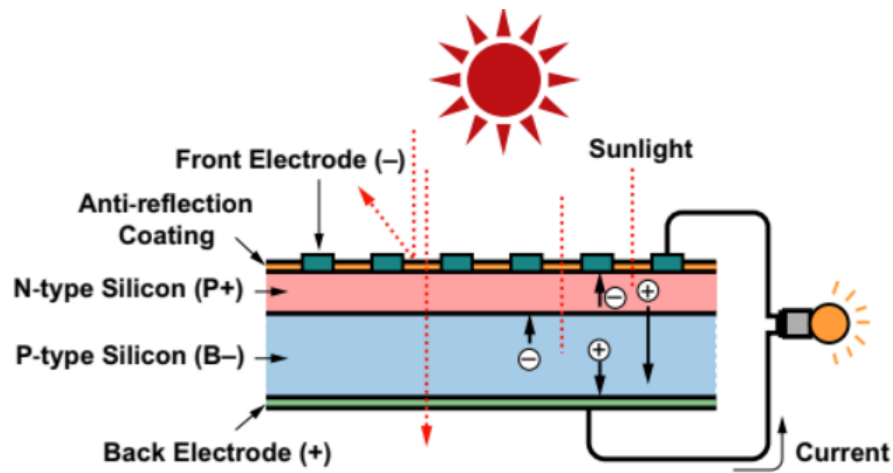


Figura 2.9: Celda fotovoltaica [33].

Los paneles solares o paneles fotovoltaicos están compuestos por distintas configuraciones de celdas fotovoltaicas conectadas en serie y paralelo. Además, debido a su funcionamiento, producen corriente continua.

Comúnmente las celdas fotovoltaicas son fabricadas con cristales de silicio, y pueden dividirse en monocristalinas, policristalinas y amorfas.

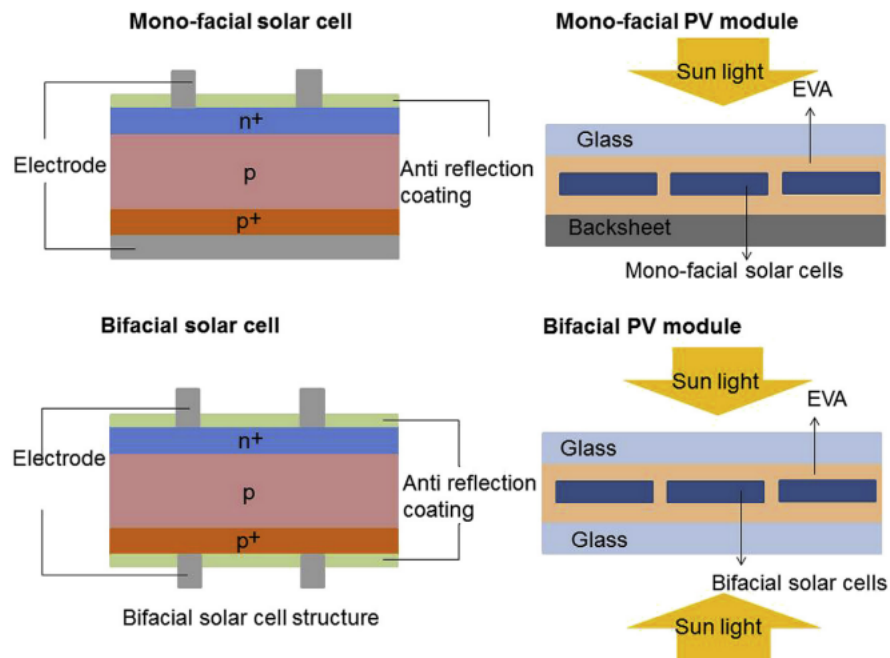


Figura 2.10: Celda fotovoltaica monofacial y bifacial [34].

Además de las celdas fotovoltaicas convencionales, existe la tecnología bifacial, que permite absorber la radiación solar por ambos lados del módulo PV. En la Figura 2.10 se puede observar la diferencia en la estructura de las celdas monofaciales convencionales y las celdas bifaciales. Para el caso de estas últimas, poseen un vidrio en su parte trasera, lo que permite

el paso de la radiación solar y así poder aprovechar una mayor cantidad en la generación eléctrica en comparación con una celda convencional.

### 2.2.3. Tecnología MED

El proceso MED consiste en una secuencia de etapas o efectos, donde el agua de mar es rociada sobre el haz de tubos que pasa por cada etapa, dentro de los cuales fluye vapor. En la superficie de cada tubo se produce la evaporación de agua de mar, de la cual el vapor generado pasa a la siguiente etapa y es utilizado como medio calefactor para seguir evaporando el agua restante. En la primera etapa ingresa el vapor proveniente de una turbina o caldera que es el único input de energía y que es condensado y devuelto al ciclo Rankine.

Al rociar el agua de mar, parte de ella es la que se evapora y pasa a la tubería del intercambiador de la siguiente etapa y así sucesivamente hasta la última etapa, mientras que el agua restante no se evapora y se concentra en el fondo de la vasija correspondiente a cada etapa, obteniéndose salmuera, la cual se junta con las provenientes de las etapas siguientes y finalmente se retira del sistema en forma de salmuera concentrada.

El agua desalinizada va a corresponder al vapor que sale de cada etapa que es condensado al realizar el intercambio de calor, y al vapor de la última etapa que es utilizado para precalentar el agua de mar antes de ser rociada. En la Figura 2.11 se puede apreciar un esquema del proceso. Se requiere energía eléctrica para accionar las diferentes bombas del sistema.

En este tipo de plantas el vapor de alimentación generalmente está saturado a una temperatura cercana a  $70^{\circ}\text{C}$  y en las últimas etapas del proceso se llega a temperaturas de  $30\text{-}40^{\circ}\text{C}$  [35]. Cada etapa funciona a un nivel de presión decreciente para permitir la evaporación del agua. Además, la cantidad de destilado generado en cada efecto es menor que el destilado generado en el efecto anterior, debido al aumento del calor latente de vaporización específico al disminuir la temperatura. Comúnmente, las plantas MED tienen entre 2 y 16 efectos, pues existe una limitación correspondiente al área de transferencia de calor. Una diferencia de temperatura entre las etapas menor a  $2^{\circ}\text{C}$  genera que las áreas de transferencia sean muy elevadas [36].



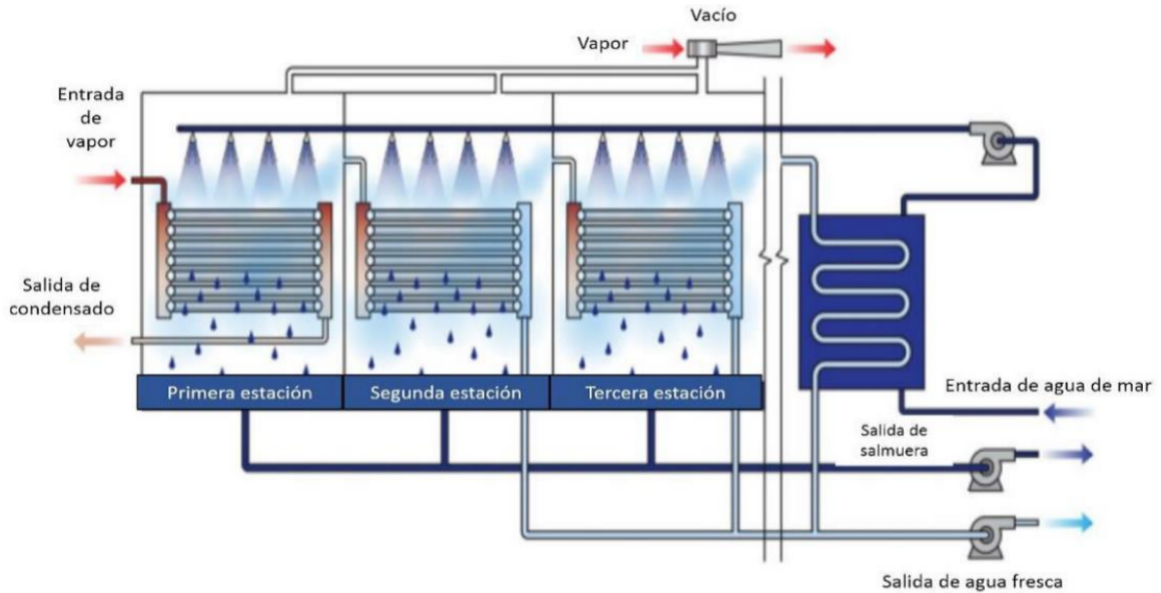


Figura 2.11: Esquema de una desalinizadora MED [37]

Además, para evitar la formación de incrustaciones y reducir la corrosión en la superficie exterior de los tubos, la temperatura de la salmuera superior se ha limitado a  $70^{\circ}\text{C}$ . Este límite de temperatura permite el aprovechamiento del calor residual o la integración de la compresión de vapor dentro del proceso. [35]

Existen diferentes configuraciones de planta MED, las cuales se presentan a continuación [35]:

- Alimentación hacia adelante (FF – Forward Feed): En esta configuración, el agua de mar luego de salir del precalentador se suministra completamente a la primera etapa, con la temperatura más alta. La salmuera resultante de cada etapa es rociada en la etapa siguiente. Esta configuración en caso de tener recalentadores entre las etapas, aumenta su rendimiento.
- Alimentación hacia atrás (BF - Backward Feed): En esta configuración el agua de alimentación y el vapor fluyen en dirección opuesta. El agua de mar que sale del precalentador es suministrada a la última etapa, con la temperatura mas baja. La salmuera resultante actúa como agua de alimentación a ser rociada en la siguiente etapa y así sucesivamente hasta llegar a la primera etapa.
- Alimentación paralela (PF – Parallel Feed): En esta configuración, el agua que sale del precalentador se rocía de manera igualitaria entre las distintas etapas y es la que se puede observar en la Figura 2.11

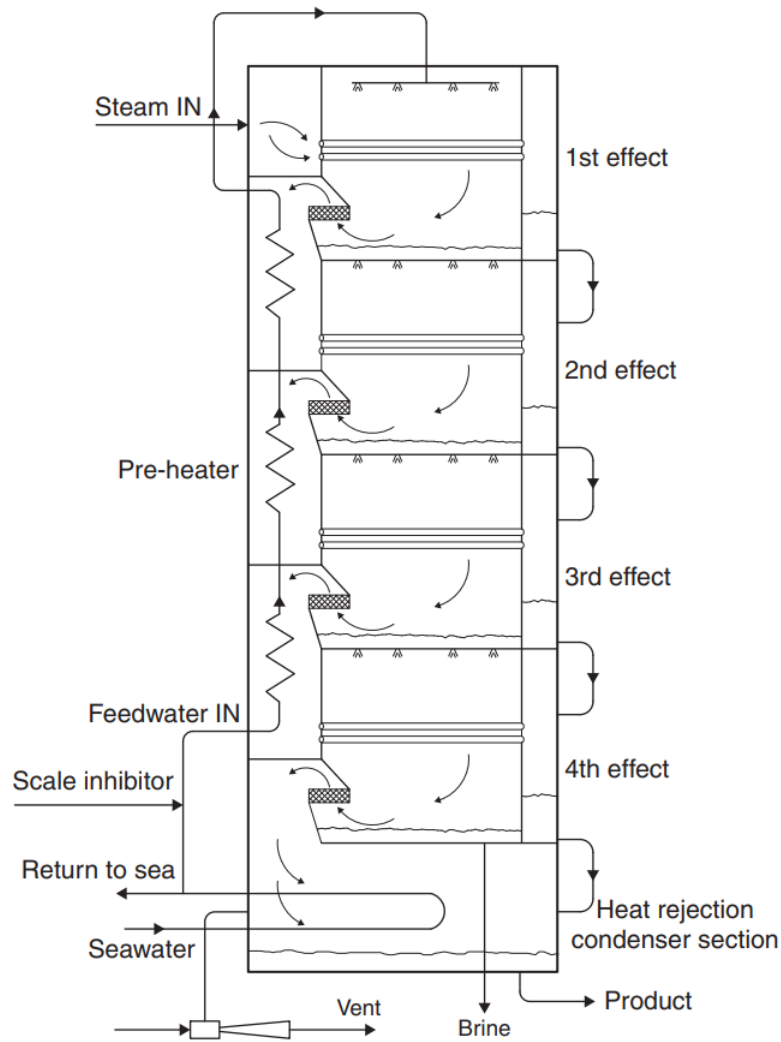


Figura 2.12: Esquema desalinización MES de cuatro efectos.[38]

Por otro lado, existe una variación en la cual la planta MED tiene una configuración vertical, conocida como multiple efecto por apilamiento (MES - Multiple-Effect Stack). En la figura 4.12 se puede observar un esquema de cuatro efectos de este tipo de desalinización. Este es el tipo más adecuado para aplicaciones con energía solar y su ventaja principal es la estabilidad en su funcionamiento, adaptándose a cambios en el flujo de vapor incluyendo si estos son abruptos [38]. Su modo de funcionamiento es el mismo descrito anteriormente, con la diferencia de que el primer efecto se encuentra en la parte superior del sistema. Gracias a esta disposición, el agua de mar rociada va descendiendo a lo largo de todos los efectos mediante la gravedad, permitiendo un ahorro energético en términos de bombeo, disminuyen las pérdidas térmicas y el área requerida para la planta es menor.

### 2.3. Sistemas Combinados

En los últimos años, se han elaborado diversas investigaciones sobre cómo aprovechar la energía solar utilizando sistemas híbridos de generación, es decir, CSP + PV, y su factibilidad [39][40]. En la actualidad, ya existen proyectos con plantas de este tipo como “Cerro

Dominador” en Chile [26] o “Noor Midelt” aun en construcción en Marruecos [41].

Por otro lado, se han realizado estudios de desalinización solar, considerando plantas CSP + MED, en base a simulaciones [42, 43]. Es importante destacar el estudio de Jorge Gacitúa [44] donde se estudiaron diferentes configuraciones respecto a la refrigeración de una planta CSP de torre, pero particularmente en una de ellas, se consideró agua de mar como refrigeración mediante una desalinización MED. La novedad principal de este estudio radica en la fuente de obtención de agua de mar, que proviene de acueductos mineros. Realizando simulaciones con el software SAM y una estimación de la producción de agua, se obtuvo una solución técnica y económicamente factible, considerando una distancia menor a 5 km entre la planta y los acueductos. La configuración estudiada se muestra en la Figura 2.13

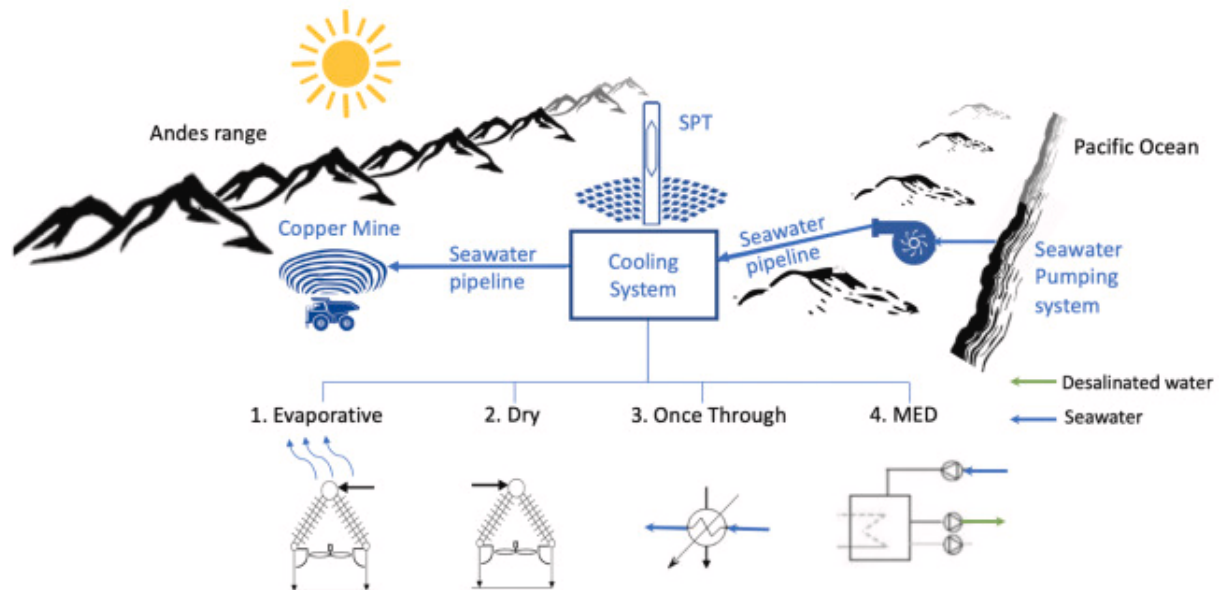


Figura 2.13: Configuración de la planta estudiada por Jorge Gacitúa que considera la obtención de agua de mar a través de acueductos mineros en el norte de Chile [44].

Por último, se ha evaluado la opción de una planta que combine las tres tecnologías en el norte de Chile [36, 45, 46], de tal forma de aprovechar el recurso solar tanto para la obtención de agua como generación de energía. Esto se ha realizado mediante simulaciones en los programas TRNSYS/SAM/EES, pero sin estudiar aún el uso de acueductos como medio de obtención de agua. Cabe destacar el estudio de Carlos Mata [45] en el que se demuestra que una planta CSP + PV + MED (Ver Figura 2.14) no es rentable por si sola debido a las complicaciones asociadas con el transporte del agua de mar hacia la planta. Por esta razón, una alternativa prometedora es considerar los acueductos mineros como un fuente de suministro de agua de mar.

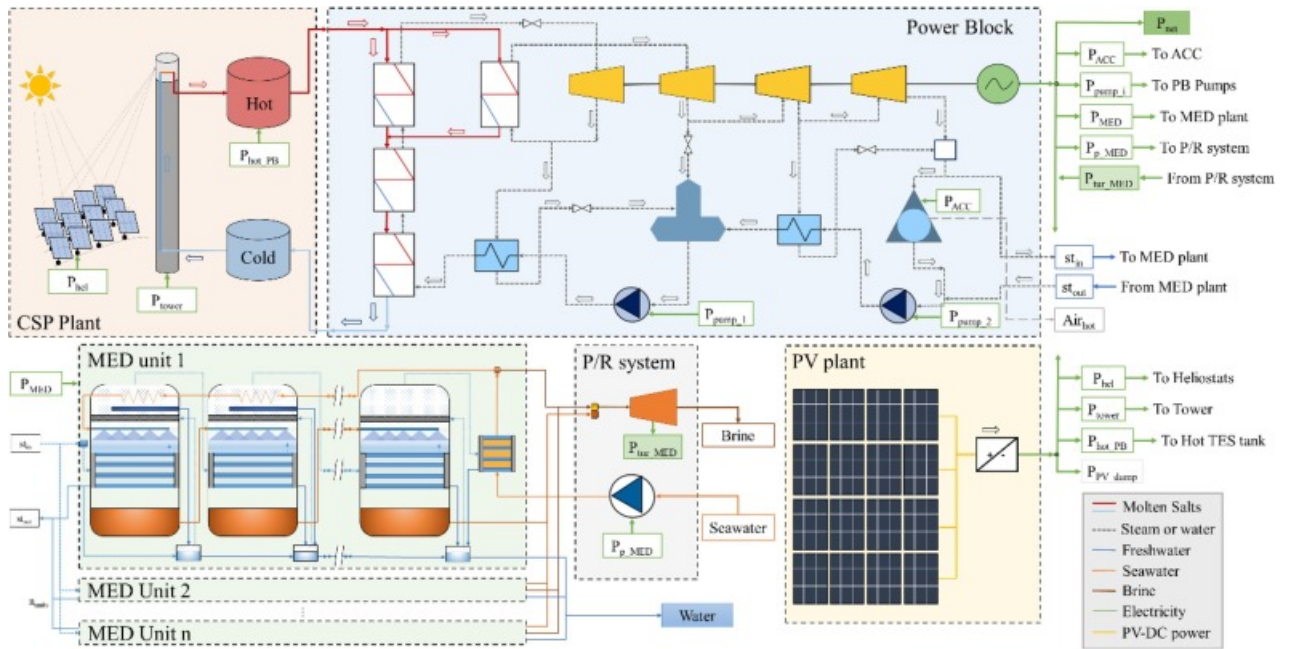


Figura 2.14: Configuración de una planta CSP+PV+MED considerada en el estudio realizado por Carlos Mata, resultando infactible económicamente [45].

# 3. Metodología

En este capítulo se presenta la metodología seguida que puede dividirse en dos grandes etapas, el diseño conceptual de la planta y la simulación. En la Figura 3.1 se presenta un esquema para visualizar los pasos que se llevaron a cabo.

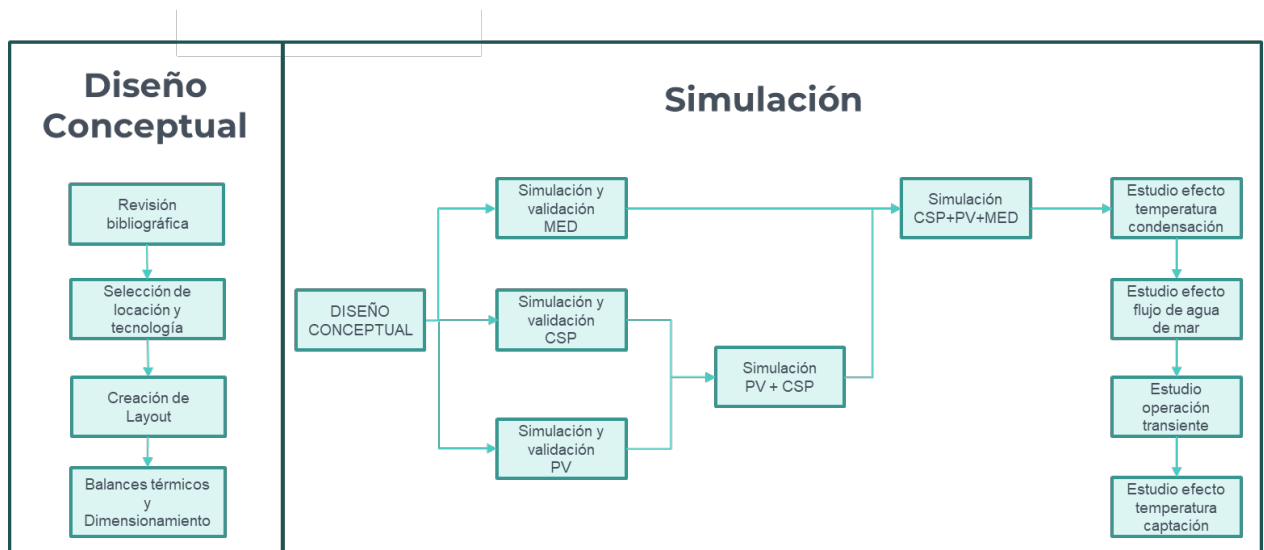


Figura 3.1: Esquema de la metodología seguida.

Comenzando con la etapa de diseño conceptual, en primer lugar se seleccionó la locación del complejo CSP + PV + MED. Para ello, se realizó una revisión bibliográfica acerca de las condiciones que presenta la Región de Antofagasta, considerando principalmente radiación solar, cercanía a los acueductos mineros, relieve y condiciones meteorológicas. Una vez seleccionada una ubicación tentativa, se verificó que el terreno estuviera disponible, sin ser parte de áreas protegidas, arqueológicas o indígenas.

Posteriormente, se realizó una revisión bibliográfica actualizada para desarrollar un proceso comparativo entre las diferentes tecnologías propuestas, tanto CSP, PV y MED, considerando los antecedentes y condiciones de la zona escogida, estado del arte y requerimientos de operación. Este análisis se realizó con el fin de determinar las tecnologías que mejor se adecuen a las condiciones de operación necesarias para obtener energía y agua. Habiendo seleccionado cada tecnología, se definió el proceso y se realizó un layout del complejo. Una vez hecho esto, se realizaron balances térmicos de los diferentes equipos presentes, según correspondía, además del planteamiento del dimensionamiento.

Terminada la etapa de diseño conceptual, se iniciaron las simulaciones. Para este proceso, se realizó un modelo computacional para cada planta separadamente, y luego se unieron para obtener el modelo computacional del complejo. Se comenzó con la planta CSP que fue simulada directamente en el programa SAM, y validada con el modelo de Jorge Gacitúa [47], en el cual ya se considera la presencia de la planta MED en lugar del condensador habitual. Hecho esto, se modeló la planta PV también en SAM, validada con la planta Sol de Lila [48], ubicada en la región de Antofagasta. Posteriormente, se unió con la simulación CSP, generando una planta híbrida CSP + PV.

Teniendo la simulación con las condiciones de diseño de la planta híbrida, se realizó el modelo computacional de la planta MED mediante el software Matlab, basado en el modelo validado de Sebastián Lobos [49]. Terminado el modelamiento, se procedió a juntarlo con algunos resultados del modelo CSP en Matlab. Luego de ello, mediante Excel, se combinaron los resultados de las tres plantas del complejo y se inició con el estudio.

El estudio consistió en evaluar lo que ocurre con la producción de agua y energía al variar la temperatura de condensación del vapor del ciclo de potencia y al variar el flujo de agua de mar que es enviada a la planta de desalinización MED. Una vez hecho esto, se realizó una evaluación de la operación transiente de la planta para cuatro días característicos: Día de verano soleado, día de verano nublado, día de invierno soleado y día de invierno nublado. Posteriormente, se evaluaron los efectos del cambio en la temperatura del agua de mar captada por la planta.

Por último, se desarrolló un análisis de los resultados para determinar cuales son las mejores condiciones de operación respecto a las variables estudiadas, con el fin de maximizar la producción de agua y electricidad.

# 4. Diseño Conceptual

## 4.1. Locación

Al momento de seleccionar el lugar en el cuál estará localizada la planta, se tomó como referencia el trabajo de Andrea Jiménez [50], en el cual se llega a la conclusión de que la región de Antofagasta es la ubicación óptima para la implementación de energía solar en el norte de Chile. En la Figura 4.1 se puede observar el relieve existente, donde se presenta una zona de depresión intermedia, en la cual es posible ubicar este tipo de plantas debido a la baja pendiente que posee.



Figura 4.1: Relieve sección transversal de la Región de Antofagasta [50]

Dentro de los estudios existentes de plantas similares, se puede destacar el de Carlos Mata [45] en el cual se evalúa una planta similar a la de estudio, analizando el impacto de la radiación solar y la altura de esta con respecto al mar. La ventaja de obtener el agua mediante los acueductos mineros es que se reducen las variables, dado que la altura no sería un impedimento para la obtención de agua, dejando como el factor más relevante la radiación solar. Adicionalmente, existe un estudio que plantea la posibilidad de la factibilidad económica de este tipo de plantas, siempre y cuando estén ubicadas a una distancia menor a 5 km de los acueductos mineros. [44].

Como se mencionó anteriormente en la sección de antecedentes, existen 6 proyectos mineros que presentan acueductos en la región, de los cuales se pueden destacar Sierra Gorda y Esperanza (actualmente Centinela), por sus elevados caudales (Ver Figura 2.2). Para seleccionar la ubicación, se consideraron los acueductos de mayor capacidad, Sierra Gorda con 1.315 [l/s] y Centinela con 1.500 [l/s]. Estos fueron trazados en Google Earth, tal como se muestra en la Figura 4.2, en la cuál también se indica la locación escogida. Para trazar los acueductos se utilizaron las Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA) y Evaluaciones de Impacto Ambiental (EIA) presentes en el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de cada

proyecto minero.[51][52][53]



Figura 4.2: Mapa con los acueductos de Sierra Gorda y Centinela, además de la ubicación escogida para la planta.

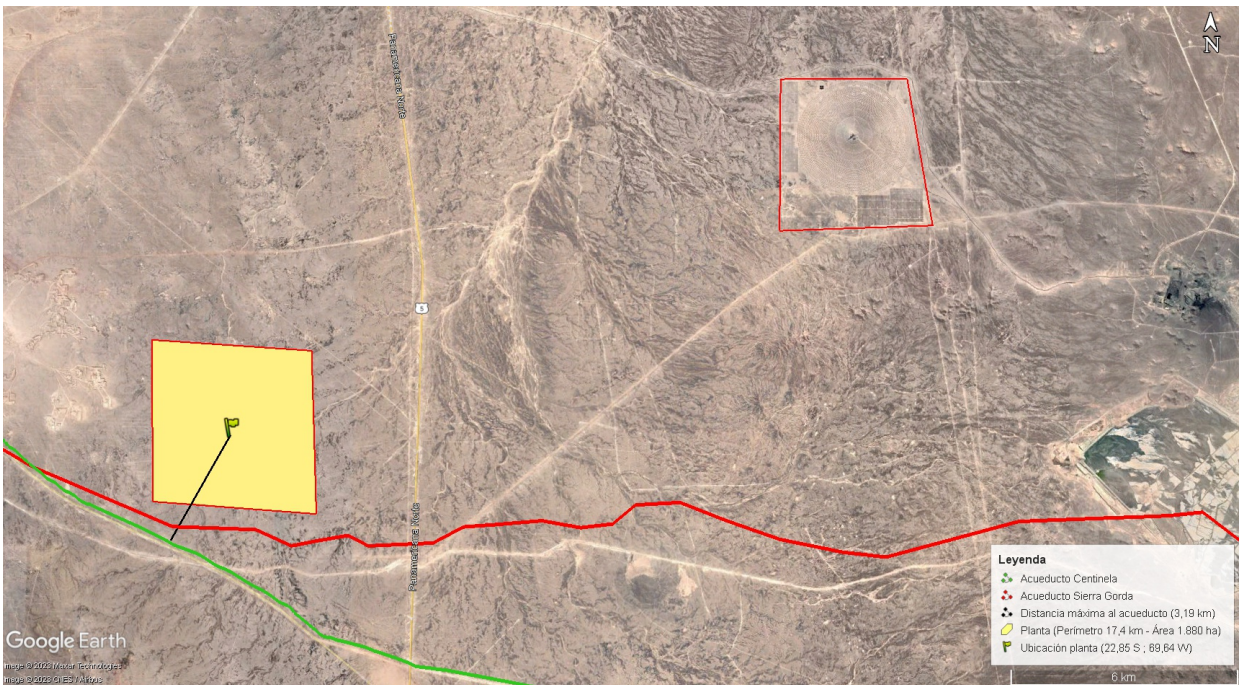


Figura 4.3: Mapa con la superficie estimada de la planta, en comparación a Cerro Dominador. Además se observa la máxima distancia de la planta y los acueductos mineros a utilizar.



Una vez trazados los acueductos, se buscaron las zonas cercanas con menor relieve, sin incluir carreteras ni pueblos. Habiendo visualizado estos lugares, se seleccionaron diferentes puntos que se encontraran a una distancia menor de 5 [km] de ambos acueductos, para luego llevarlos al explorador solar y escoger el de mayor radiación y mejores condiciones climáticas (menor nubosidad, menores chubascos y mayor temperatura), quedando el que se observa en la Figura 4.2, específicamente de latitud -22,845 y longitud -69,643 con una altura de 1490 msnm. Además, observando el gráfico de la figura 4.3 se puede notar que el lugar escogido se encuentra en las cercanías de la planta existente Cerro Dominador, así se realizó una estimación del tamaño que tendría utilizándola como referencia. Asimismo se puede apreciar la distancia entre la planta y los acueductos con un valor de 3,19 km aproximadamente.

La radiación solar promedio diaria y condiciones climáticas promedio del lugar, se pueden apreciar en las tablas 4.1 y 4.2, en base a la información entregada por el explorador solar [24]. La radiación diaria mensual se puede observar en los gráficos de las Figuras 4.4 y 4.5, también realizados con información de dicha plataforma. Con esto se puede verificar que el sector presenta un alto recurso solar, idóneo para la generación de energía solar, tanto fotovoltaica como por concentración.

Tabla 4.1: Resumen de la radiación solar anual en el lugar seleccionado

<b>Radiación Anual (kWh/m<sup>2</sup>/día)</b>			
Global Horizontal	Global Inclinado 22°	Directa Normal	Difusa Horizontal
7,29	7,78	10,69	0,67

Tabla 4.2: Resumen de las condiciones meteorológicas anuales del lugar seleccionado.

<b>Información Meteorológica</b>		
Frecuencia de nubes	Temperatura Ambiental	Velocidad del viento
3 %	16,6 [°C]	3,3 [m/s]

Para asegurar la disponibilidad del terreno se consultó la página del Servicio de Impuestos Internos (SII) [54] en la cual existe un mapa para obtener el ROL de cada propiedad o terreno del país. Al ubicar el candidato a ubicación en dicho mapa, este entregó la información de que el terreno es de origen estatal. Además de esto, se verificó que el terreno no estuviera dentro de áreas protegidas como reservas naturales, santuarios de la naturaleza, entre otras, ni de territorios indígenas. Para ello se observaron los mapas del Registro de Áreas Protegidas del Ministerio del Medio Ambiente [55] (Ver Figura 4.6), de la Corporación Nacional de Desarrollo Indígena [56] y del Ministerio de Obras Públicas [57] (Ver Figura A.1).

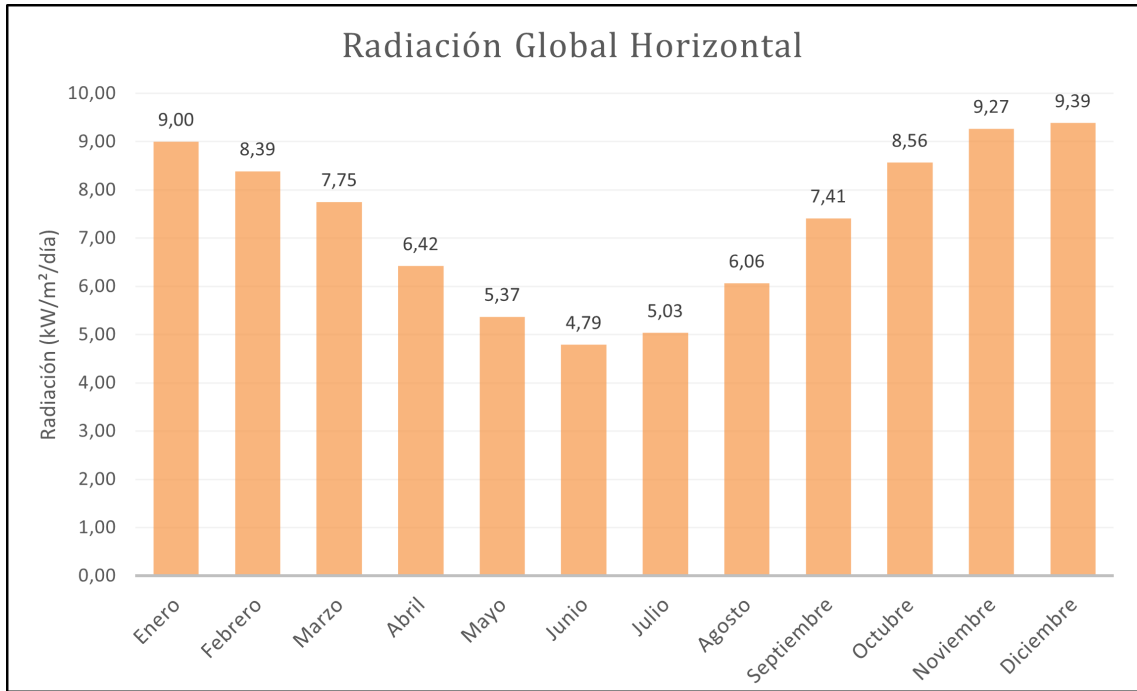


Figura 4.4: Gráfico que muestra la radiación global horizontal, diaria mensual, de la zona seleccionada.

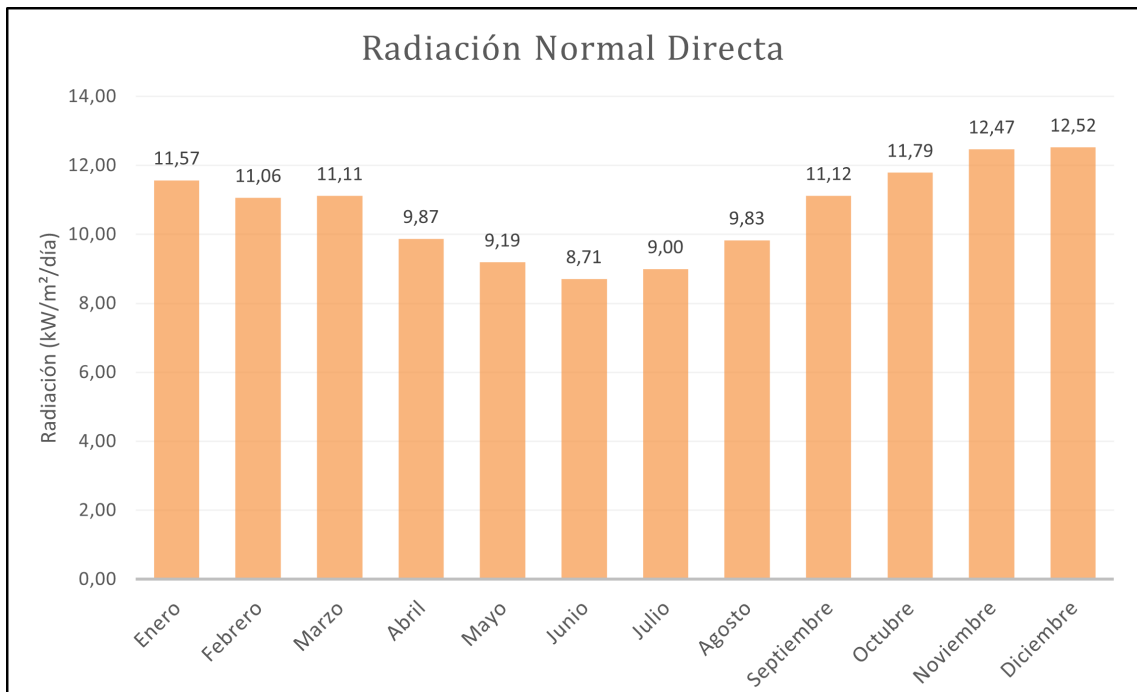


Figura 4.5: Gráfico que muestra la radiación normal directa, diaria mensual, de la zona seleccionada.

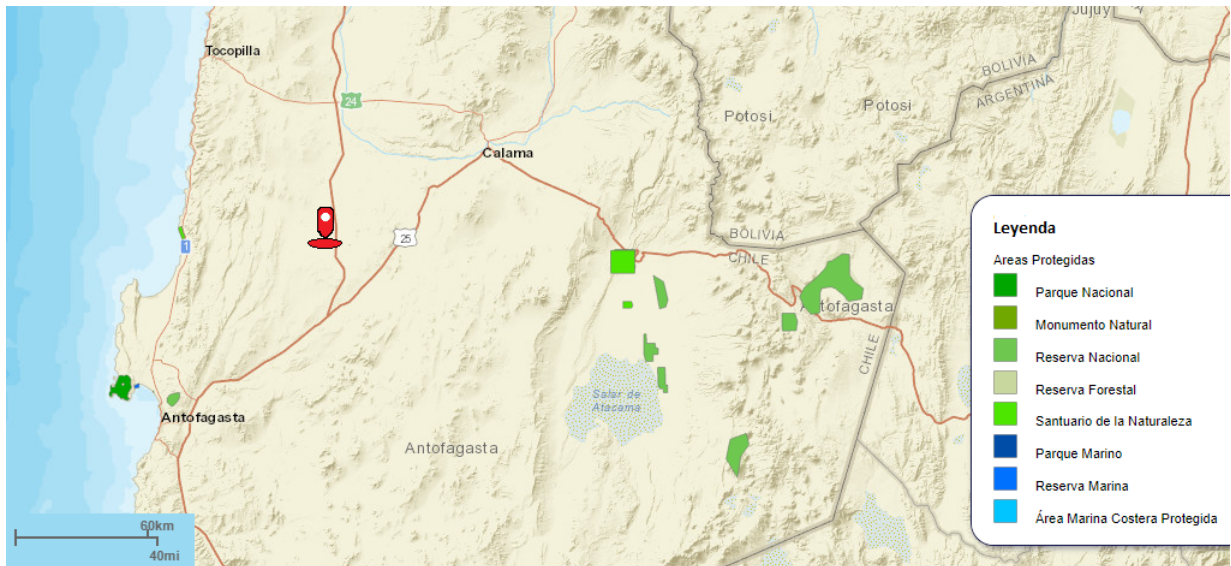


Figura 4.6: Mapa donde se muestra en color rojo el lugar seleccionado, junto a las áreas protegidas de las cercanías.[55]



Figura 4.7: Mapa donde se observan los lugares de Patrimonio humano en las cercanías de la ubicación seleccionada (representada por el ícono de color rojo). [58]

Por último, también se utilizó el visor SIT Antofagasta (Sistema de Información Territorial para la Región de Antofagasta)[58], creado por el Instituto de Políticas Públicas de la Universidad Católica del Norte, a modo de referencia para obtener los sitios arqueológicos y verificar que el lugar escogido no esté en uno de ellos. En la Figura 4.7 se muestra el mapa de los sitios arqueológicos de la región, junto al lugar seleccionado.

En resumen, se puede deducir que el sitio seleccionado ofrece condiciones óptimas para la implementación de una planta de energía solar, tanto fotovoltaica como de concentración. Además, se encuentra en proximidad a los acueductos necesarios para la obtención de agua de mar, y así producir agua potable.

## 4.2. Selección de tecnología

Una vez definida la locación, se procedió con un proceso comparativo entre las diferentes tecnologías.

### 4.2.1. Tecnología CSP

La tecnología CSP se está utilizando en variados países del mundo. Actualmente, España lleva la delantera con 2300 [MW] de capacidad instalada (ver Figura 4.8), seguido por Estados Unidos y China. Como se mencionó en la sección de Antecedentes, existen 4 tecnologías principales para la generación de energía. En el gráfico de la Figura 4.9 se puede observar la capacidad instalada en el mundo, según el tipo de tecnología, siendo predominante la PTC, seguida de la SPT y por último LFR. Cabe mencionar que la tecnología PDC está aún en desarrollo por lo que su capacidad instalada es muy baja [59].

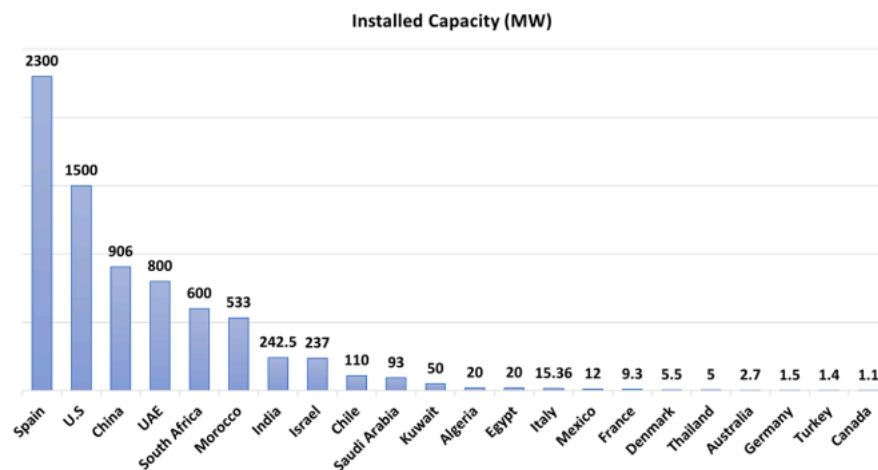


Figura 4.8: Capacidad instalada de las plantas CSP en el mundo.[60]

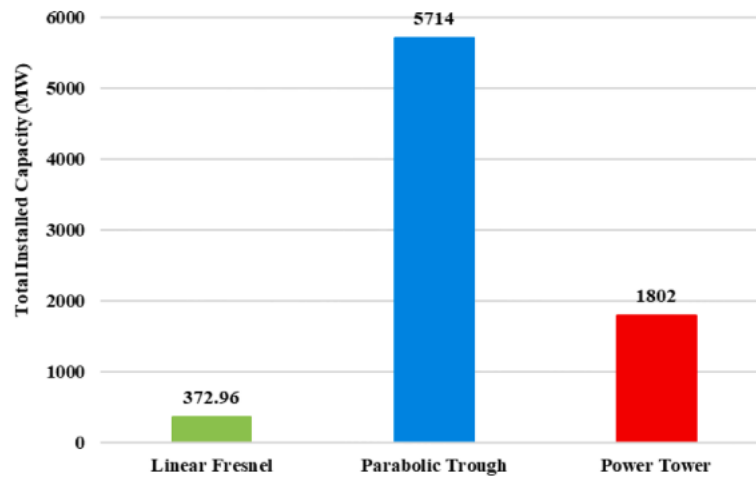


Figura 4.9: Capacidad instalada en el mundo según la tecnología CSP.[60]

Según la bibliografía estudiada, se construyó la tabla 4.3 a modo de resumen. De la información obtenida se puede descartar la tecnología PDC (Disco Parabólico), debido a que aun se encuentra en desarrollo y las capacidades que poseen este tipo de plantas son muy bajas, por ende, no se podría conseguir la potencia deseada de 110 MW. Por otro lado, la tecnología LFR (Colector lineal Fresnel) si bien es similar en cuanto al Ratio de concentración y temperatura de operación a una planta con tecnología PTC (Colector cilindro parabólico), su eficiencia es mucho menor, y aún está en estudio la implementación de un TES, por lo cual, también se descarta esta opción.

La elección finalmente queda entre las tecnologías PTC y SPT (Receptor Central). Observando en primer lugar la madurez de la tecnología, la planta PTC le lleva una ventaja de 30 años a la SPT. Sin embargo, esta tecnología es cada vez mas utilizada, teniendo un alto nivel de madurez. Respecto a la razón de concentración, SPT se lleva la delantera debido al tipo de funcionamiento, por ser un sistema de foco puntual.

Los fluidos de trabajo para estas plantas son similares, pero sus temperaturas de operación difieren notablemente. Como la planta PTC tiene una temperatura máxima menor a 400 °C versus la planta SPT con una temperatura de 565 °C, significa que, en el ciclo de potencia el vapor de agua puede alcanzar mayores temperaturas para el segundo caso. Así, se puede tener una mayor generación, además de una mayor eficiencia como es reflejada en la tabla. Adicionalmente, ambos casos permiten almacenamiento térmico para continuar en funcionamiento durante la noche y los periodos de menor radiación.

Por último, el área requerida es considerablemente mayor para una planta SPT en comparación a una planta PTC. Sin embargo, en la ubicación escogida no hay limitaciones de espacio, pues existe una gran cantidad de terreno disponible como se pudo observar en los mapas presentados en la sección anterior.

Tabla 4.3: Tabla comparativa de las diferentes tecnologías CSP. [36][59–63]

CSP	PTC	LFR	SPT	PDC
Madurez de la tecnología	Utilizada desde la década de 1980	Existen pocas plantas en operación	Utilizada desde la década de 2010	En desarrollo
Razón de concentración	25-100	10-100	300-1500	1000-3000
HTF	Aceite sintético (mas utilizado), agua/vapor, sales fundidas	Agua/vapor	Agua/vapor, sales fundidas (más utilizado actualmente)	Aire, Hidrógeno, Helio
Temperatura de operación	290-390°C (<400°C)	250-390°C	290-565°C	550-800°C
Capacidad típica (MW)	10-300	10-200	10-200	0,01-0,4
Eficiencia solar/eléctrica anual (%)	15 %	8-10 %	20-35 %	25-30 %
TES	Si	En estudio	Si	No se ha probado
Área requerida ( $m^2/MWh/año$ )	6-8	4-6	8-12	8-12

Considerando los antecedentes recién mencionados, la tecnología de receptor central es la que mejor se adecúa a las necesidades de generación requeridas.

#### 4.2.2. Tecnología Fotovoltaica

La tecnología fotovoltaica es ampliamente utilizada en Chile y el mundo. En la actualidad, existen más de 433 [GW] de capacidad instalada operativa, liderando China con el 52,49%. En la tabla 4.4 pueden verse los 10 países que más contribuyen con la generación de energía fotovoltaica, con Chile ubicándose en el puesto número 9.

Considerando las plantas PV que se encuentran en Chile, en los últimos años se han comenzado a instalar plantas de tipo Bifacial. Enel ya posee 5 de estas plantas operativas [64]: Sol de Lila (2022), Domeyko (2022), Campos del Sol (2023), Finis terrae extensión (2023) y Valle del sol (2023). Esto indica que es una tecnología en crecimiento dentro del país.

A continuación, se presentan las Tablas 4.5 y 4.6 a modo de resumen, con las características principales de los módulos fotovoltaicos más utilizados, y una comparación entre los módulos monofaciales y bifaciales, respectivamente.

Tabla 4.4: Top 10 de países con mayor capacidad operativa de plantas fotovoltaicas [65].

Posición	País	Capacidad Operativa (MW)	Porcentaje de la Capacidad Global Total
1	China	227761	52,49 %
2	Estados Unidos	50147	11,56 %
3	India	37820	8,72 %
4	España	16494	3,80 %
5	Vietnam	12300	2,83 %
6	México	12149	2,80 %
7	Japón	8434	1,94 %
8	Australia	7840	1,81 %
9	Chile	6129	1,41 %
10	Brasil	5402	1,24 %

En primer lugar, se puede deducir de la Tabla 4.5 que la mejor alternativa corresponde a un módulo de silicio monocristalino. Si bien el módulo policristalino es más económico, posee una eficiencia menor, lo que se traduce en una disminución de la generación eléctrica con respecto a los monocristalinos

Respecto a la Tabla 4.6, la mejor alternativa corresponde a un módulo bifacial. La eficiencia de este tipo de módulos es mayor debido a que, al poseer dos lados efectivos para la generación, la potencia generada por unidad de superficie es mayor, se generan menores pérdidas y se aprovecha de mejor manera la radiación incidente.

Finalmente, por las razones previamente mencionadas, se decidió optar por la utilización de módulos fotovoltaicos monocristalinos de tipo bifacial. Adicionalmente, es importante mencionar que la incorporación de los módulos bifaciales en una planta híbrida CSP+PV es un estudio innovador. En el caso de la planta chilena Cerro Dominador, los módulos que posee corresponden a monofaciales convencionales [66].

Tabla 4.5: Tabla comparativa entre las celdas fotovoltaicas más utilizadas[36]

PV	Si monocristalino	Si policristalino
Eficiencia (%)	14-17	13-15
Eficiencia a altas temperaturas	Disminuye en un %15- %20	Disminuye en un %20
Uso de Baterías	Si	Si
Comentarios	Ampliamente usada	Opción más económica

Tabla 4.6: Tabla comparativa entre la tecnología monofacial y bifacial[67]

Tipo de celda	Monofacial	Bifacial
Aprovecha la radiación de Albedo	No más del 2%	Mayor
Potencia generada por unidad de superficie	Menor: Solo hay un lado efectivo	Mayor: Dos lados efectivos
Sensibilidad a la orientación correcta	Mayor	Menor
Pérdidas eléctricas	Mayor	Menor
Producción de electricidad en tiempo nublado	Menor	Mayor
Aprovechamiento de la radiación	Menor: Solo hay un lado efectivo	Mayor: Dos lados efectivos

### 4.2.3. Tecnología MED

Debido a la escasez de agua que existe en numerosos países, especialmente en las zonas más áridas, se ha optado por la desalinización de agua. En el gráfico de la Figura 4.10 se muestran las tecnologías de desalinización más utilizadas en el mundo, ocupando el tercer lugar la tecnología MED.

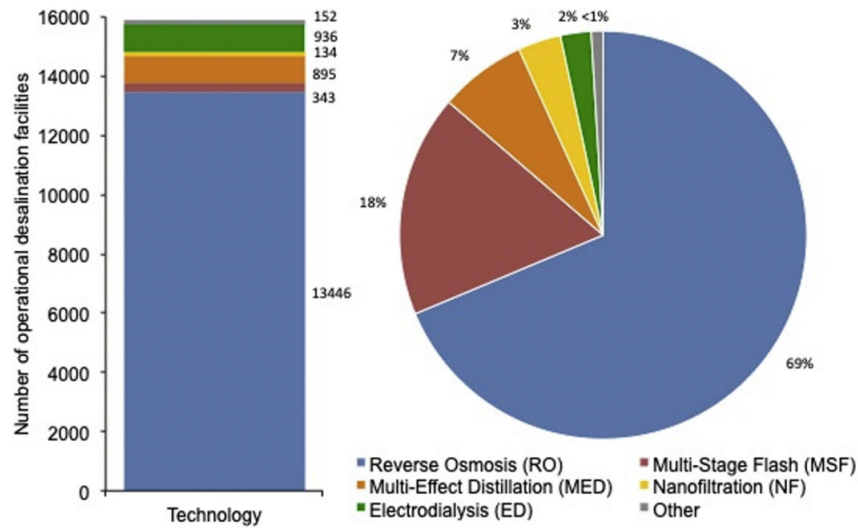


Figura 4.10: Distribución de las diferentes tecnologías de desalinización en el mundo [68].

Las unidades MED son empleadas para generar agua dulce con un caudal que va desde 2000 hasta 20000 [m<sup>3</sup>/día] [69]. Actualmente, la planta más grande del mundo corresponde a Jubail Water and Power (JWAP), con una capacidad de producción de 800000 [m<sup>3</sup>/día] mediante la operación de 27 unidades MED [70].



Por otro lado, en la Plataforma Solar de Almería, existe una planta piloto MED por apilamiento de 14 efectos, con una capacidad de producción de 259200 [m<sup>3</sup>/h] y un consumo térmico de 190 [kW]. Esta planta está alimentada por vapor que se obtiene mediante el campo solar AQUASOL-II, formado por una serie de colectores planos [71]. También existe otra planta de este tipo, alimentada por colectores de tubos evacuados, en Abu Dhabi, que posee una producción diaria máxima de 120 [m<sup>3</sup>/día] [38]

Para efectos de este estudio se escogió la planta MED por apilamiento o MES, dado que es especialmente adecuada para aplicaciones de energía solar. Sus ventajas incluyen una operación estable entre el 0% y el 100% de producción, incluso ante cambios abruptos, y la capacidad de adaptarse a variaciones en el suministro de vapor. Este tipo de plantas son estables y se ajustan automáticamente a cambios en las condiciones de vapor, siendo útil dada la intermitencia de la energía solar. Su pureza típica del producto es inferior a 5 ppm de concentrado y no se deteriora con el tiempo [38].

Adicionalmente, a diferencia de las plantas MED convencionales que requieren bombas entre efectos, las plantas MES aprovechan la gravedad, disminuyendo el gasto energético que esto conlleva.

### 4.3. Definición del proceso

El propósito del complejo CSP+PV+MED es la generación de energía eléctrica y producción de agua potable. Esta planta prioriza la generación eléctrica y obtiene como subproducto agua desalinizada.

Las plantas encargadas de la generación eléctrica corresponden a la CSP y PV, considerando como bloque de potencia un ciclo rankine convencional en la planta CSP. Debido a que se decidió utilizar SAM como software para la simulación, el ciclo de potencia escogido corresponde al de la planta Gemasolar [72], que representa un ciclo rankine estándar en el software recién mencionado.

Al integrar una desalinizadora de tipo MED en el sistema, debe ubicarse en el bloque de potencia, utilizando el lugar del condensador. Esto genera que la temperatura y presión de vapor a la salida de la turbina estén limitados, provocando una disminución de la eficiencia en la generación eléctrica. Esta limitación corresponde a las condiciones de operación a las que puede someterse una planta de tipo MED, y no aumentar la corrosión y el riesgo de incrustaciones. Es por ello que a la salida de la turbina, la temperatura debe ser de al menos 70°C y la presión debe ser la de saturación.

Debido a la pérdida de eficiencia que se produce al integrar la tecnología MED [73], se optó por complementar la generación de electricidad con una planta fotovoltaica durante el día.

Para la obtención del agua de mar, como se relató anteriormente, se hará por medio de los acueductos mineros Sierra Gorda y Centinela, con una capacidad máxima total de 243216 [m<sup>3</sup>/día], o equivalentemente, a un flujo másico de 2879,75 [kg/s], considerando una densidad

del agua de mar de  $1023 \text{ [kg/m}^3\text{]}$ [74]. Una vez hecha la desalinización, la salmuera obtenida será devuelta al acueducto para posteriormente ser aprovechada en procesos de tratamiento de cobre en la minería. Es importante mencionar que la cantidad de producto de agua desalinizada dependerá del recurso energético que otorgue la planta CSP.

### 4.3.1. Layout General

Una vez definido completamente el proceso, se prosiguió con la creación de un Layout general, presentado en la figura 4.11

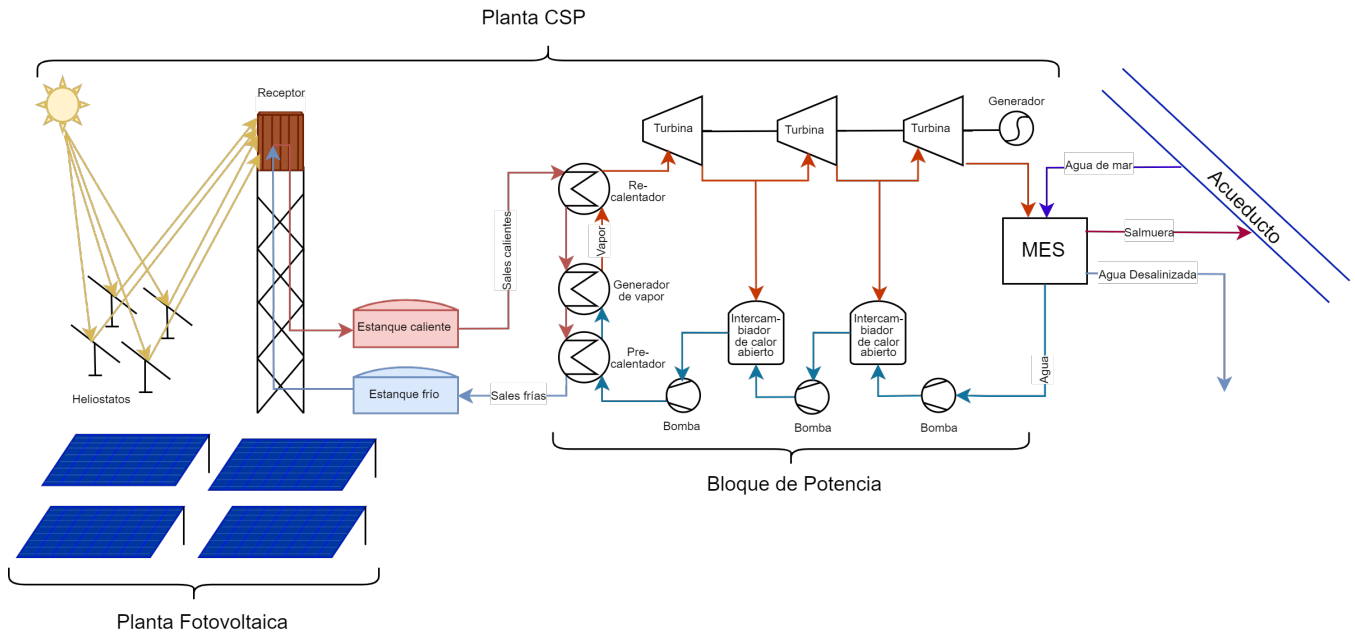


Figura 4.11: Layout general del complejo CSP+PV+MES.

Para finalizar con la etapa del diseño conceptual, se realizaron los balances térmicos de los diferentes equipos, según corresponda, y se planteó el dimensionamiento.

## 4.4. Balances térmicos y dimensionamiento

En primer lugar, cabe mencionar que los balances térmicos y dimensionamiento para la planta CSP fueron realizados internamente por SAM, como se explicará en el capítulo siguiente. Es por ello que solo se presentarán los balances térmicos desarrollados para la planta MED por apilamiento. La realización de estos balances está basada en el trabajo de Sebastián Lobos [49]. Adicionalmente, se mostrarán las ecuaciones que se utilizaron para el dimensionamiento, dentro del modelo computacional.

Para el caso de la planta fotovoltaica, se seleccionaron los módulos fotovoltaicos y los inversores, dado que SAM los utiliza a modo de input, y finaliza el dimensionamiento. Esto será explicado en la sección de modelamiento.

#### 4.4.1. Balances Térmicos

En esta sección se mostrarán los balances térmicos realizados para la planta MED. Está compuesta por cuatro componentes principales: Precalentadores, Efectos, Condensador y Mezcladores. Se puede ver un diagrama en la Figura 4.12 dónde están indicados los diferentes componentes.

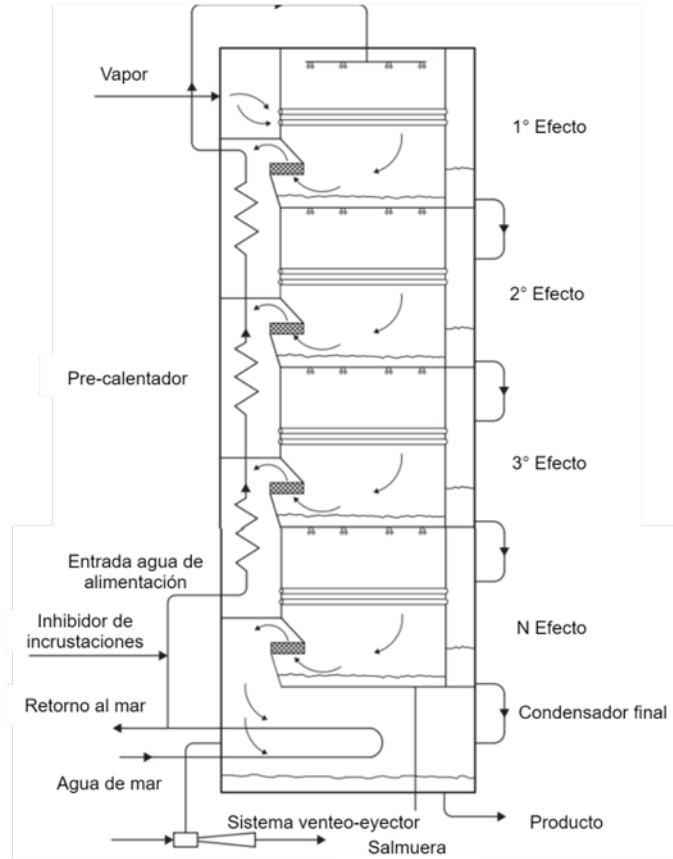


Figura 4.12: Diagrama de una planta MED por apilamiento

Para realizar los balances térmicos en cada componente del sistema, se definieron los siguientes supuestos:

1. Modelo en estado estacionario. [49]
2. La temperatura del vapor a la entrada y salida del primer efecto es constante: El primer efecto actúa como condensador para el ciclo de potencia. [32]
3. La variación de la temperatura del agua de mar/salmuera entre la entrada y la salida de cada efecto es constante. [49]
4. La variación de la temperatura del agua de mar entre la entrada y la salida de cada precalentador es constante. [49]
5. El destilado tiene una concentración de sal del 0%. [49]

6. La temperatura de ebullición cambia debido a la concentración de sal presente. [49]
7. No se consideran pérdidas termodinámicas. [49]
8. El 2% del vapor en el condensador final es extraído por el sistema de vacío. [49]

#### 4.4.1.1. Precalentador

El precalentador corresponde a un intercambiador de calor cerrado, por el cuál atraviesa el agua de mar bombeada hacia el primer efecto. Para aumentar la temperatura de dicha agua, en el precalentador “i” se utiliza el vapor obtenido del efecto i-ésimo, que luego será introducido al haz de tubos del siguiente efecto. Cabe destacar que se tendrán N-1 precalentadores dado que a la salida del último efecto se tiene el condensador final. Producto del intercambio de calor, parte del vapor que se obtuvo en el efecto i-ésimo es condensado. A continuación, se puede observar en la Figura 4.13 un diagrama con los flujos de entrada y salida al precalentador.

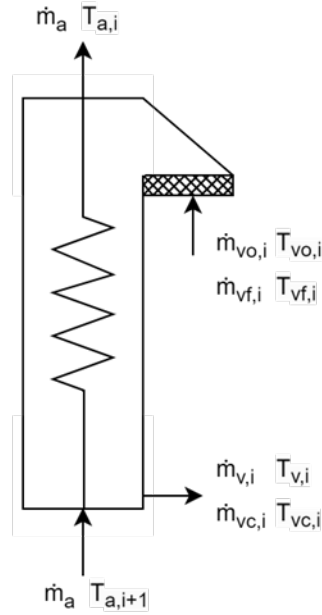


Figura 4.13: Precalentador de la planta MES.

A continuación, se presentan las ecuaciones obtenidas del balance de masa y energía realizado.

**Balance de masa:**

$$\dot{m}_{vo,i} + \dot{m}_{vf,i} = \dot{m}_{v,i} + \dot{m}_{vc,i} \quad (4.1)$$

**Balance de energía:**

$$\dot{m}_{vc,i} L_{g,i} = \dot{m}_a c_{pa} (T_{a,i} - T_{a,i+1}) \quad (4.2)$$

#### 4.4.1.2. Efectos

Acá se debe hacer una separación entre el primer efecto que recibe el vapor de la turbina, y el segundo a “N-ésimo” efecto que son iguales entre si.

En relación al primer efecto, el vapor de salida de la turbina ingresa al haz de tubos, mientras es rociada el agua de mar, luego de haber pasado por todos los precalentadores. Como resultado del intercambio de calor latente del vapor de entrada, parte del agua de mar se evapora y es enviada al precalentador siguiente, para posteriormente alimentar el haz de tubos del efecto siguiente. Por ser el primer efecto, una vez que el vapor de la turbina se condensa, se devuelve al ciclo de potencia. Por lo tanto, no se genera condensado de agua desalinizada. La parte que no fue evaporada, queda con una concentración salina mayor, y cae por gravedad al efecto siguiente. En la Figura 4.14 se muestra un diagrama con los flujos de entrada y salida.

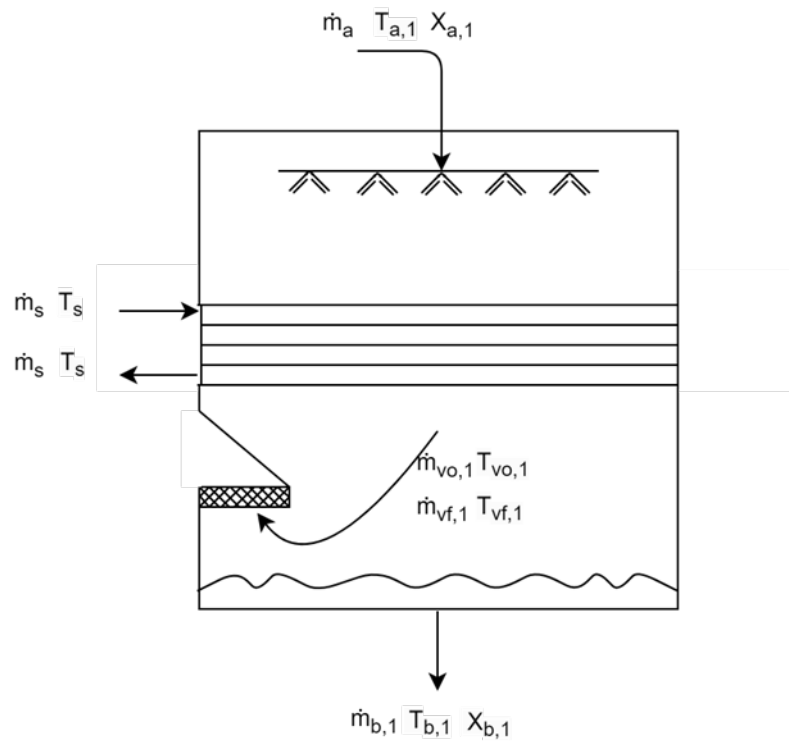


Figura 4.14: Diagrama del primer efecto.

Los balances obtenidos son los siguientes:

**Balance de masa:**

$$\dot{m}_a = \dot{m}_{vo,1} + \dot{m}_{b,1} \quad (4.3)$$

$$\dot{m}_{vo,1} = \dot{m}_{vc,1} + \dot{m}_{v,1} \quad (4.4)$$

$$\dot{m}_{vf,1} = \dot{m}_{d,1} = 0 \quad (4.5)$$

**Balance de salinidad:**

$$\dot{m}_a X_{a,1} = \dot{m}_{b,1} X_{b,1} \quad (4.6)$$

**Balance de energía:**

$$Q_{in} = \dot{m}_a c_{p a,1} (T_{a,1} - T_{b,1}) + \dot{m}_{vo,1} L_{g_{vo,1}} \quad (4.7)$$

El concentrado salino obtenido en el efecto anterior “i-1”, ingresa a una temperatura mayor a la de saturación del efecto “i-ésimo” debido a la disminución de presión. A causa del cambio de presión, una porción del concentrado salino se evapora mediante el proceso de flasheo. El concentrado salino restante, que no se evapora por flasheo, es rociado sobre los tubos horizontales. Aquí, se genera una evaporación adicional debido al intercambio de calor latente con el vapor que se condensa en el interior de los tubos. El nuevo vapor generado, tanto por flasheo como por la evaporación, se utiliza como fuente de calor en el precalentador siguiente, a excepción del efecto "N", en donde el vapor es dirigido al condensador final. La parte que no fue evaporada, queda con una concentración salina mayor, y cae por gravedad al siguiente efecto donde se repite el proceso.

Al igual que en el caso anterior, en la Figura 4.15 se muestra un diagrama con los flujos de entrada y salida.

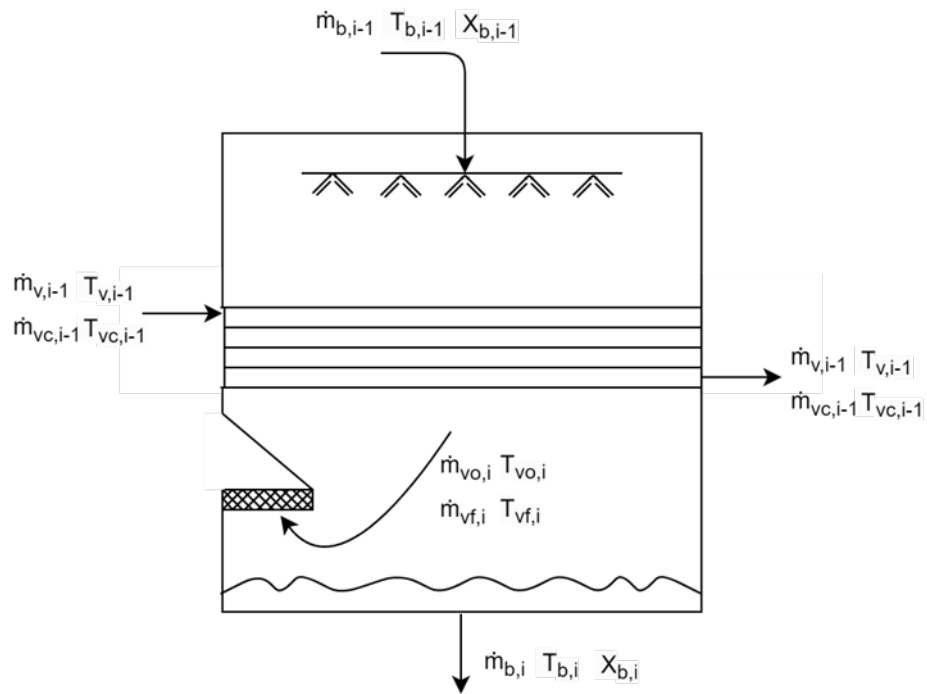


Figura 4.15: Diagrama para un efecto entre el 2do y el N-ésimo

Los balances realizados se muestran a continuación.

**Balance de masa:**

$$\dot{m}_{b,i-1} = \dot{m}_{b,i} + \dot{m}_{vo,i} + \dot{m}_{vf,i} \quad (4.8)$$

**Balance de salinidad:**

$$\dot{m}_{b,i-1} X_{b,i-1} = \dot{m}_{b,i} X_{b,i} \quad (4.9)$$

**Balance de energía:**

$$\dot{m}_{vo,i} L_{gvo,i} = \dot{m}_{b,i-1} c_{pb,i-1} (T_{b,i-1} - T_{b,i}) + \dot{m}_{v-1,i} L_{gv-1,i} - \dot{m}_{vf,i} L_{gvf,i} \quad (4.10)$$

#### 4.4.1.3. Mezcladores

A la salida de cada efecto, sin tomar en consideración el primero, se encuentra un mezclador o mixer “i”, al cual llega el condensado del efecto “i-ésimo”, junto con el destilado proveniente del mixer anterior “i-1”. Una vez juntos ambos flujos, son enviados al mezclador siguiente. En la Figura 4.16 se observa un diagrama con los flujos de entrada y salida del mixer.

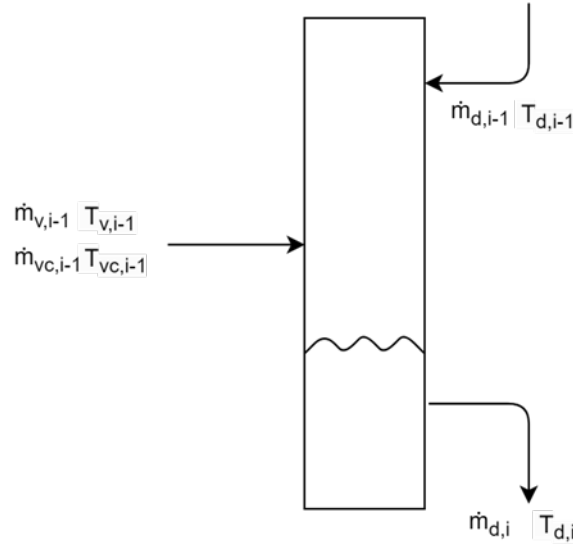


Figura 4.16: Diagrama del mezclador i-ésimo

A continuación se presentan los balances térmicos realizados.

**Balance de masa:**

$$\dot{m}_{d,i} = \dot{m}_{d,i-1} + \dot{m}_{vc,i-1} + \dot{m}_{v,i-1} \quad (4.11)$$

**Balance de energía:**

$$\dot{m}_{d,i} c_{pd,i} T_{d,i} = \dot{m}_{d,i-1} c_{pd,i-1} T_{d,i-1} + \dot{m}_{v,i-1} c_{pv,i-1} T_{v,i-1} + \dot{m}_{vc,i-1} c_{pvc,i-1} T_{vc,i-1} \quad (4.12)$$

#### 4.4.1.4. Condensador

Luego de pasar por el último efecto “N-ésimo”, el vapor resultante se dirige hacia el condensador final, donde se condensa utilizando agua de mar. Como resultado, el agua de mar aumenta su temperatura y una porción de esta es utilizada como agua de alimentación por lo que es enviada al precalentador “N-1”. El agua restante es devuelta al acueducto.

Además del vapor proveniente del último efecto, también ingresa flujo desde el mezclador final. Una parte de este es evaporado por flasheo, a causa de la disminución de presión, mientras que la porción que permanece en estado líquido es combinada con el destilado producido en el condensador. Esta combinación da lugar al producto final. Debido a un sistema de vacío, el 2% del vapor presente en el condensador es liberado, teniendo una pequeña pérdida. En la Figura 4.17 se muestra un diagrama con los flujos que entran y salen del condensador.

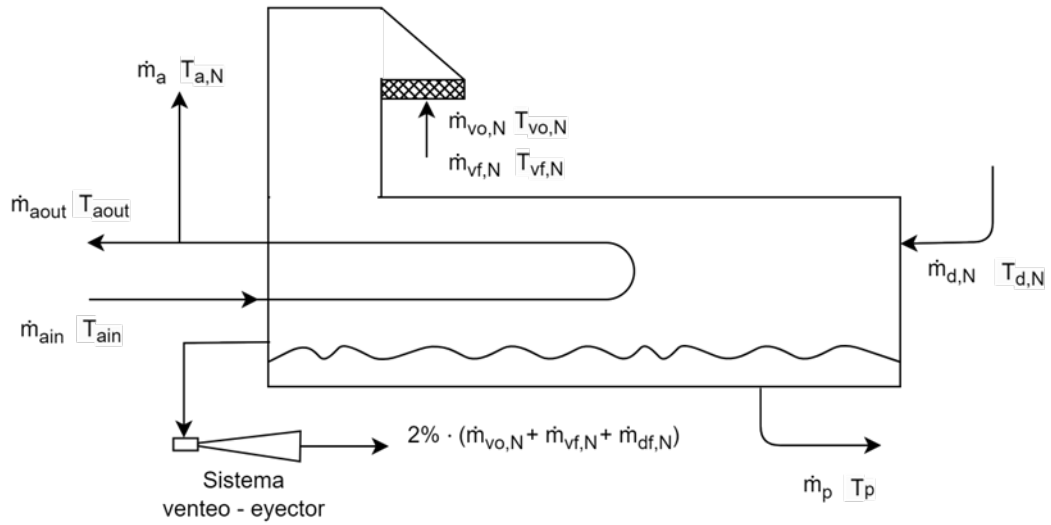


Figura 4.17: Diagrama del condensador final

Los balances térmicos realizados se presentan a continuación.

#### Balance de masa:

$$\dot{m}_p = \dot{m}_{vf,N} + \dot{m}_{vo,N} + \dot{m}_{d,N} \quad (4.13)$$

$$\dot{m}_{ain} = \dot{m}_a + \dot{m}_{aout} \quad (4.14)$$

$$\dot{m}_{d,N} = \dot{m}_{df,N} + \dot{m}_{dl,N} \quad (4.15)$$

#### Balance de energía:

$$\dot{m}_{d,N} c_{p_{d,N}} T_{d,N} + (\dot{m}_{vo,N} + \dot{m}_{vf,N}) c_{p_{v,N}} T_{v,N} + \dot{m}_{ain} c_{p_{ain,N}} (T_{a,N} - T_{ain}) = \dot{m}_p c_{p_p} T_p \quad (4.16)$$

$$\dot{m}_{ain} c_{p_{ain,N}} (T_{a,N} - T_{ain}) = 0,98 \cdot (\dot{m}_{vo,N} + \dot{m}_{vf,N} + \dot{m}_{df,N}) L_g \quad (4.17)$$

$$\dot{m}_{d,N} c_{p_{d,N}} (T_{d,N} - T_{v,N}) = \dot{m}_{df,N} L_{g_{df,N}} \quad (4.18)$$



## 4.4.2. Dimensionamiento

El dimensionamiento de la planta MED consiste principalmente en determinar las áreas de intercambio. Para ello se utiliza la ecuación de transferencia de calor mostrada a continuación [75]:

$$Q = U \cdot A \cdot \Delta T_{log} \quad (4.19)$$

En donde los términos son los siguientes:

- $U$ : Coeficiente global de transferencia de calor.
- $A$ : Área de intercambio de calor.
- $\Delta T_{log}$ : Diferencia de temperatura logarítmica

El término  $\Delta T_{log}$  se obtiene en base a las temperaturas de entrada y salida del intercambiador de calor que se está evaluando. Estas temperaturas se explican en la Figura 4.18.

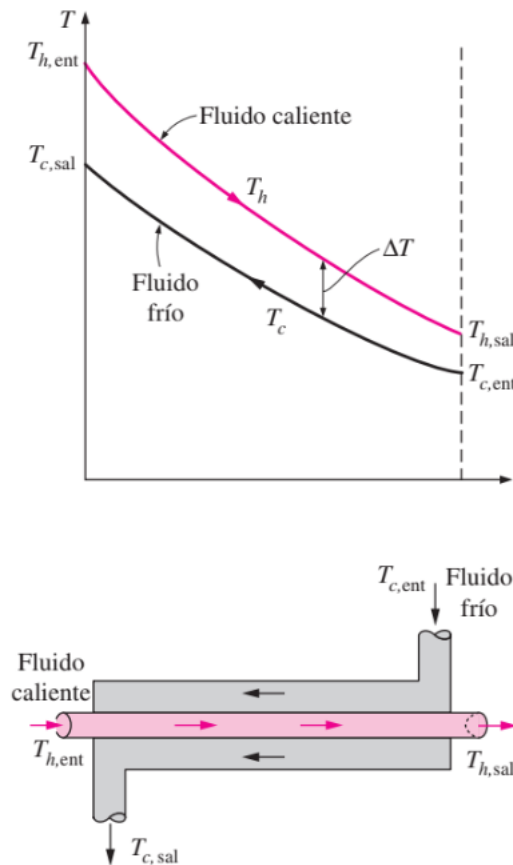


Figura 4.18: Intercambiador en contracorriente [75].

Así, el término  $\Delta T_{log}$  se define en base a la siguiente ecuación:

$$\Delta T_{log} = \frac{(T_{h,ent} - T_{c,sal}) - (T_{h,sal} - T_{c,ent})}{\ln \left( \frac{T_{h,ent} - T_{c,sal}}{T_{h,sal} - T_{c,ent}} \right)} \quad (4.20)$$

Por otro lado, si ambos fluidos se mantienen a temperatura constante debido a que solo existe intercambio de calor latente, es decir, uno de los fluidos se está condensando mientras el otro se está evaporando, el término  $\Delta T_{log}$  se calcula como la diferencia entre ambas temperaturas.

Para determinar el área de intercambio, se debe conocer el calor transferido, la diferencia de temperatura logarítmica y el coeficiente global de transferencia de calor. Para el cálculo del calor transferido se utilizan los balances de energía y masa explicados anteriormente, mientras que para el coeficiente global de transferencia de utilizan las siguientes correlaciones:

1. Coeficiente global de transferencia de calor para los efectos en  $[kW/m^2 \text{ } ^\circ C]$  [49]:

$$U_{ef} = 1,9695 + 1,2057 \cdot 10^{-2} \cdot T_{b,i} - 8,5989 \cdot 10^{-5} \cdot T_{b,i}^2 + 2,5651 \cdot 10^{-7} \cdot T_{b,i}^3 \quad (4.21)$$

Donde  $T_{b,i}$  debe estar en  $[^\circ C]$ .

2. Coeficiente global de transferencia de calor para los precalentadores en  $[kW/m^2 \text{ } ^\circ C]$  [49]:

$$U_{pc} = 1,7194 + 3,2063 \cdot 10^{-3} \cdot T_{v,i} - 1,5971 \cdot 10^{-5} \cdot T_{v,i}^2 + 1,9918 \cdot 10^{-7} \cdot T_{v,i}^3 \quad (4.22)$$

Donde  $T_{v,i}$  debe estar en  $[^\circ C]$ .

Finalmente, el área queda determinada por la ecuación a continuación, proveniente de la ecuación 4.19.

$$A = \frac{Q}{U \cdot \Delta T_{log}} \quad (4.23)$$

# 5. Implementación y validación del modelo

## 5.1. Creación del modelo

Para la creación del modelo computacional, en primer lugar se utilizó el software SAM (System advisor model), versión 2022.11.21, de NREL (National Renewable Energy Laboratory), perteneciente al departamento de energía de Estados Unidos. SAM es un software gratuito de modelos tecno-económicos para diferentes tipos de energías renovables. Entre ellos, se tienen los sistemas fotovoltaicos, desde escala domiciliaria a comercial, como también los sistemas de concentración solar [76].

Adicionalmente, se utilizó Matlab, versión R2018a, un software perteneciente a MathWorks, de programación y cálculo matemático. Es utilizado principalmente para el análisis de datos, diseñar algoritmos y crear modelos. Está perfeccionado para el análisis iterativo y los procesos de diseño. Al no tener un software que modele directamente la planta MED, se utilizó para este fin [77].

Debido a que se utilizaron dos programas diferentes y más de un modelo en SAM, se debió buscar una alternativa a fin de poder vincular los datos y resultados obtenidos. Para ello, se utilizó Excel, programa en el cuál se pueden extraer los datos de SAM para ser analizados y utilizados para combinar modelos y obtener los resultados que serán presentados posteriormente.

A continuación se desarrollará una descripción de los modelos creados con ayuda de estas plataformas.

### 5.1.1. Días Característicos

Antes de comenzar con el modelamiento, se seleccionaron 4 días característicos: Un día soleado de verano, un día nublado de verano, un día soleado de invierno y un día nublado de invierno. Los días característicos permiten estudiar los casos extremos de radiación incidente en el año y, por ende, los casos extremos de generación posible.

En las Figuras 5.1 y 5.2 se muestran los días característicos seleccionados

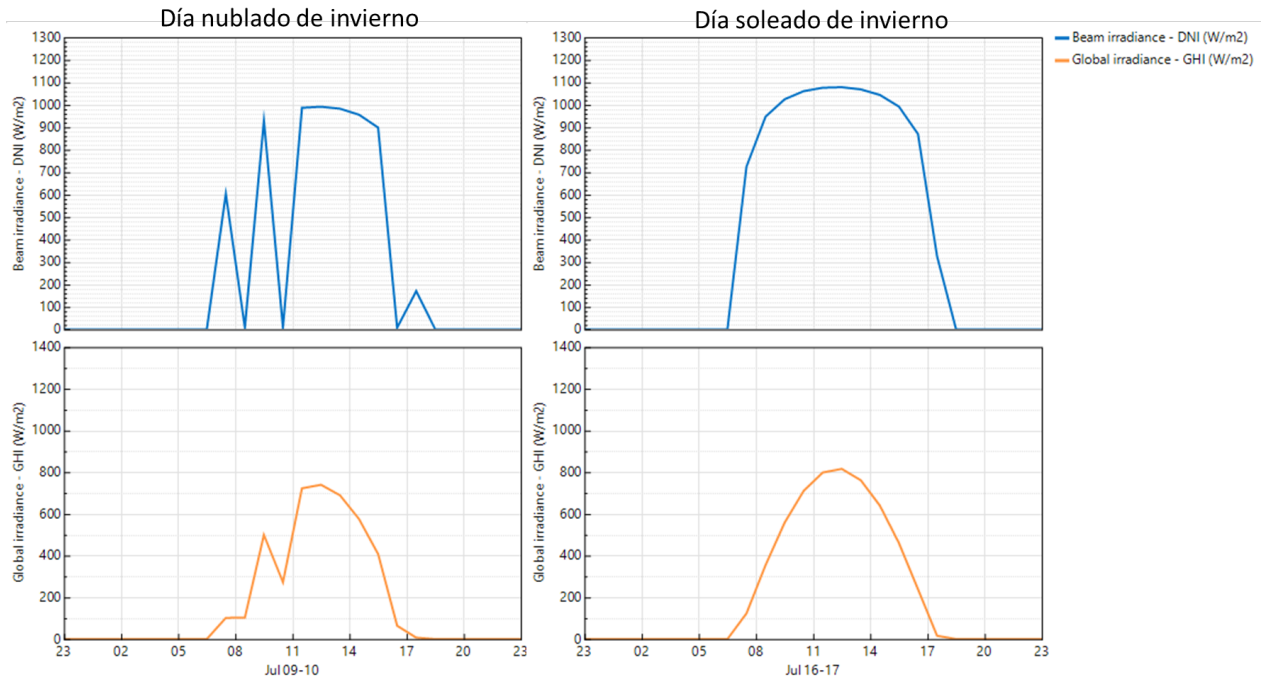


Figura 5.1: DNI y GHI para un día soleado de invierno y un día nublado de invierno.

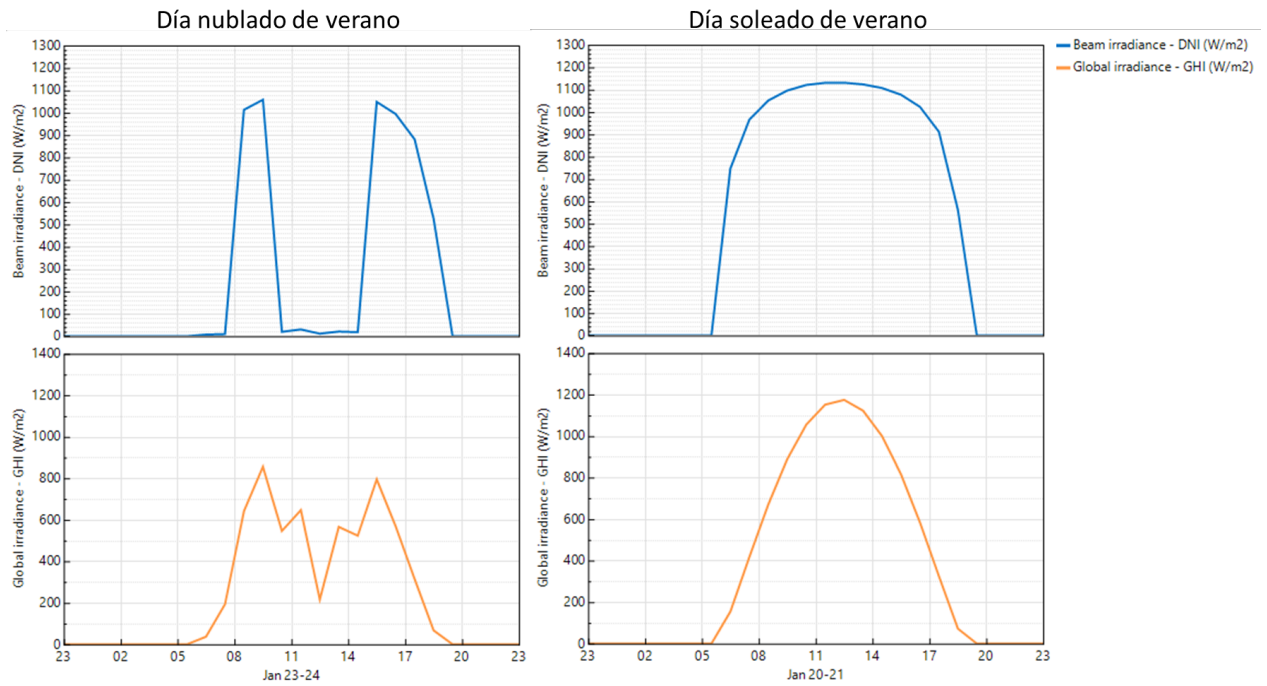


Figura 5.2: DNI y GHI para un día soleado de verano y un día nublado de verano.

Estos días fueron utilizados para observar cómo se comporta la generación eléctrica, y también en la simulación transiente de la planta MED, y evaluar cómo varía a producción.

### 5.1.2. Planta CSP

Para comenzar, se revisó el estudio de Jorge Gacitúa[47] en el cual se desarrolló un modelo en SAM 2020.2.29 de una planta CSP, con una capacidad de 19,9 [MWe]. El modelo fue basado en la planta existente Gemasolar, tomando como ubicación la Región de Antofagasta en lugar de España, localidad de dicha planta. En este estudio se buscaron diferentes formas de condensación para el ciclo de potencia, siendo uno de ellos la desalinización de tipo MED.

Producto de la utilización del sistema MED como mecanismo de condensación, la eficiencia del ciclo de potencia disminuyó en aproximadamente un 6% , además de la limitación en la temperatura y presión de salida de la turbina, que no pueden bajar de 70 [°C] y 0,3119 [bar] (presión de saturación, 9,213 [inHg] para SAM), respectivamente. Dadas estas restricciones, tuvieron que ser consideradas en el modelo realizado en SAM.

Al ser un modelo construido en una versión anterior de SAM, se decidió actualizarlo, y así poder utilizar la versión más reciente del software en todos los modelos desarrollados para efectos del presente estudio. Al hacer esto, hay ciertos cambios entre ambas versiones que deben ser considerados. Estos se presentan en la tabla 5.1 mostrada a continuación. Producto de estas diferencias es que el nuevo modelo puede presentar diferencias respecto al original, sin embargo, deben ser consistentes ambos modelos.

Tabla 5.1: Comparación de los cambios más significativos entre las dos versiones de SAM [78].

	<b>SAM 2020.2.29</b>	<b>SAM 2022.11.21</b>
Coeficiente de pérdida de calor en las tuberías de las sales fundidas	13 [ $W/m^2K$ ]	2 [ $W/m^2K$ ]
Input: Operation Boiler Pressure	Definido por el usuario	100 Bar
Ciclo Rankine	Mayor error	Corrección de errores (Aumento de hasta un 5% en la producción total anual de energía)
Disponibilidad de los helióstatos	Mayor error	Mas precisa en la simulación
Input: Estimated net output at design (nameplate)	Definido por el usuario	Definido por SAM (aproximadamente 0,9)
Pérdidas	Mayor error	Corrección de errores

Los parámetros considerados como inputs del modelo desarrollado por Jorge Gacitúa se detallan en el Anexo B, y se presenta la Tabla 5.2 a modo de resumen de los parámetros más relevantes. La optimización realizada a través de SAM para el campo de solar, condujo a la determinación de 2130 helióstatos de 112 [m<sup>2</sup>] y una altura de 92 [m] para la torre. Cabe

señalar que en todo momento los datos meteorológicos utilizados fueron los de la ubicación seleccionada, extraídos del explorador solar.

En el caso del modelo actualizado en SAM 2022.11.21, la totalidad de los parámetros de entrada se encuentran en el Anexo C. Es importante destacar que los parámetros mostrados en la Tabla 5.2 se mantienen constantes en ambos modelos. Asimismo, se conservan los 2130 helióstatos de 112 [m<sup>2</sup>] y la altura de la torre de 92 [m].

Tabla 5.2: Principales inputs del modelo CSP de Jorge Gacitúa [47].

<b>Input</b>	<b>Valor</b>
Design point DNI	1080 [ $W/m^2$ ]
Solar multiple	2,5
Design turbine gross output	19,9 [ $MWe$ ]
Cycle thermal efficiency	0,346
HTF Hot Temperature	565 [°C]
HTF Cold Temperature	290 [°C]
Full load hours of storage	15 [h]
Min condenser pressure	9,213 [inHg]

A continuación, se presentan los resultados obtenidos con ambos modelos para realizar la validación. Observando el gráfico de la Figura 5.3, se puede notar que la tendencia de la generación mensual de ambos modelos es la misma, además de que la generación anual entre ambos modelos también es bastante similar (Ver Tabla 5.3). En la Tabla 5.4 se puede observar el porcentaje de error entre los datos mensuales y anuales de ambos modelos, los cuales nunca sobrepasan el 15 %, y en su mayoría son menores o iguales a 6 % (exceptuando los meses de febrero y marzo).

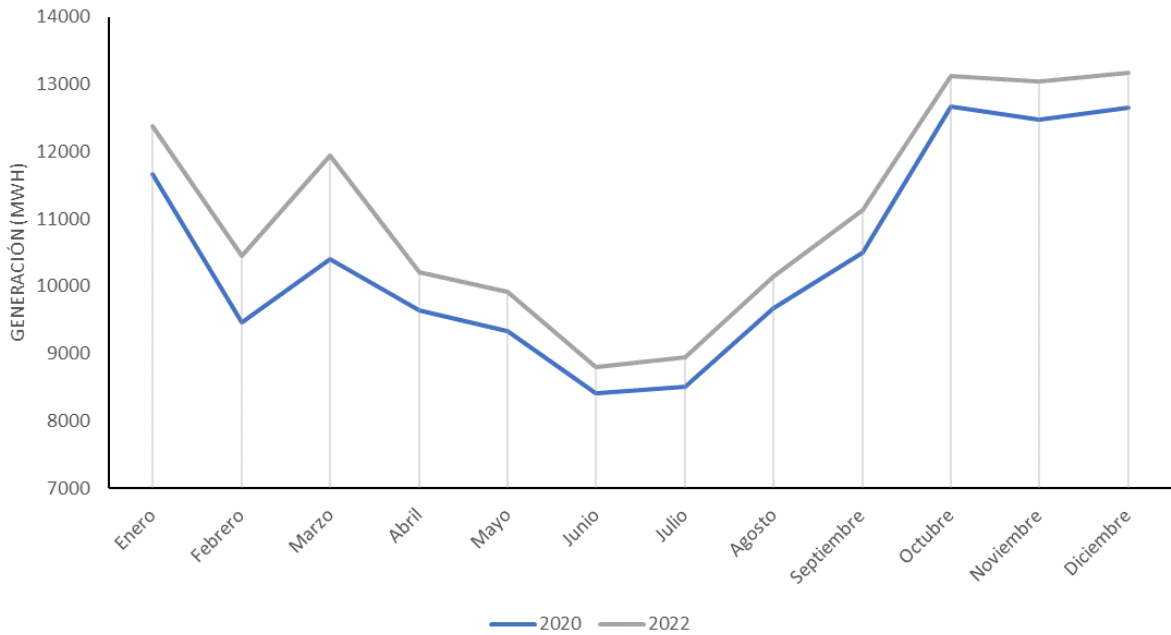


Figura 5.3: Generación mensual obtenida con el modelo de SAM 2020.2.29 y 2022.11.21.

Tabla 5.3: Generación anual obtenida con ambos modelos.

Modelo	SAM 2020.2.29	SAM 2022.11.21
Generación anual [GWh]	125,38	133,24

Tabla 5.4: Porcentaje de error mensual y anual entre ambos modelos.

Mes	%Error
Enero	6 %
Febrero	10 %
Marzo	15 %
Abril	6 %
Mayo	6 %
Junio	5 %
Julio	5 %
Agosto	5 %
Septiembre	6 %
Octubre	4 %
Noviembre	4 %
Diciembre	4 %
<b>Anual</b>	<b>6 %</b>

Como se mencionó anteriormente, es esperable que estos modelos presenten diferencias

debido a la actualización del software, pero al seguir manteniendo la misma tendencia y porcentajes de errores pequeños, el nuevo modelo es confiable y queda validado.

Con el modelo validado, se procedió con la creación del modelo computacional para la planta de 110 [MW]. En la tabla a continuación (Tabla 5.5), se muestran los principales parámetros de entrada definidos, basados en el modelo previamente validado. En el Anexo D se pueden observar todos los inputs considerados para el modelo en estudio.

Tabla 5.5: Principales inputs del modelo CSP.

<b>Input</b>	<b>Valor</b>
Design point DNI	1111 [ $W/m^2$ ]
Solar multiple	2,5
Design turbine gross output	110 [ $MWe$ ]
Cycle thermal efficiency	0,346
HTF Hot Temperature	565 [ $^{\circ}C$ ]
HTF Cold Temperature	290 [ $^{\circ}C$ ]
Full load hours of storage	17 [h]
Min condenser pressure	9,213 [inHg]

Para la definición del Design Point en la ubicación escogida, se realizó un histograma con una curva de frecuencia acumulada. Esta indica, para cierto valor de DNI, el porcentaje acumulado que éste representa en el total de los datos de DNI registrados. El valor que se debe escoger, es el que se encuentra en torno al 90 %-95 %, lo que indica que el 90 %-95 % de las veces la DNI esperada es igual o menor a la condición de diseño, teniendo solo un pequeño porcentaje de las veces en que el receptor superará su capacidad.



## Histograma DNI

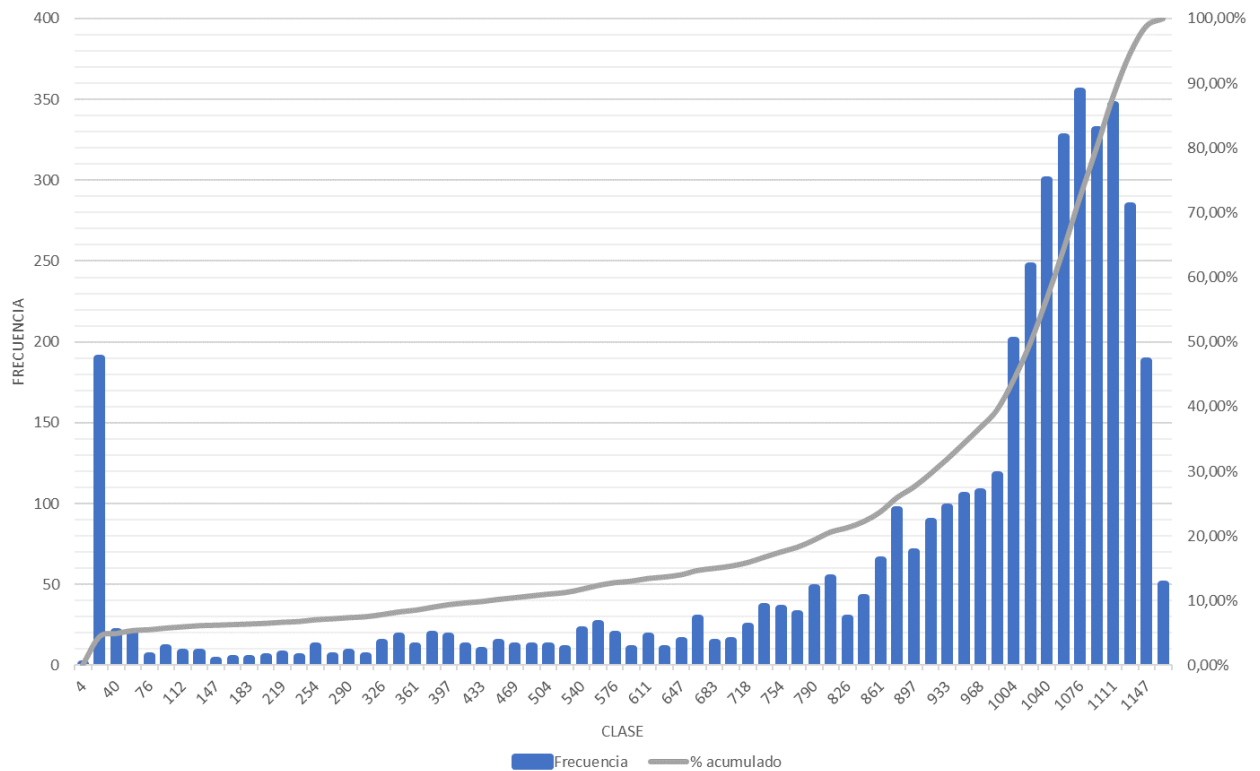


Figura 5.4: Histograma para la selección del punto de diseño, basado en los datos de radiación obtenidos del explorador solar.

Cabe destacar que para tener en consideración la presencia de la planta MED, es que se consideró la eficiencia de 0,346 y una presión mínima de condensación de 9,213 inHg, correspondiente a la presión de saturación del vapor a 70 [°C]. Así es como se tienen en consideración las limitaciones mencionadas previamente. Además de esto, se realizó una optimización del campo solar, considerando los heliostatos, receptor y altura de la torre. Los datos obtenidos de dicha optimización en SAM, son los que se presentan en la tabla 5.6.

Tabla 5.6: Dimensiones optimizadas del campo solar

<b>Parámetro</b>	<b>Dimensión</b>
Nº Helióstatos	11937
Tamaño Helióstatos	10,9 [m] x 10,9 [m]
Altura Torre	206,3 [m]
Diámetro Receptor	16,55 [m]
Altura Receptor	18,9 [m]

Para finalizar, también se utilizó la herramienta de análisis paramétrico presente en SAM. Esta herramienta es útil al momento de estudiar cómo afecta la variación de uno o más inputs en los resultados del modelo. El análisis paramétrico fue requerido para estudiar el efecto de la temperatura de condensación en la producción eléctrica de la planta CSP.

### 5.1.3. Planta PV

Para la realización del modelo computacional, de igual manera fue utilizado SAM 2022.11.21. Al ser un modelo de una planta bifacial, se debió buscar una planta real para su validación. La planta escogida corresponde a “Sol de Lila” perteneciente a ENEL. Sol de Lila es una planta ubicada en la región de Antofagasta, que entró en operación el año 2022, con una potencia instalada de 161 MW [48]. Para obtener la información de la producción mensual, se tuvo que recurrir al Coordinador Eléctrico Nacional[79], en donde se encuentran los datos de la producción eléctrica de todas las plantas de energías renovables instaladas en Chile. Los datos de generación mensual utilizados se pueden observar en la Tabla 5.7 presentada a continuación, mientras que los inputs utilizados en el modelo de SAM se pueden observar en el Anexo E. A modo de resumen, se presenta una tabla (Tabla 5.8) con los parámetros de entrada más relevantes al momento de realizar la simulación.

Cabe destacar que los datos meteorológicos utilizados en el modelo para la validación, son los correspondientes a la ubicación de la planta Sol de Lila, obtenidos mediante el explorador solar. Para conocer la ubicación y otros detalles del proyecto necesarios para la realización de la simulación, se buscó la DIA del proyecto presente en el SEIA [80].

Tabla 5.7: Datos mensuales de generación de la planta Sol de lila, por un período de un año, desde Septiembre 2022 hasta Agosto 2023.

<b>Datos Sol de lila</b>		
<b>Año</b>	<b>Mes</b>	<b>Generación (MWh)</b>
2022	Septiembre	41114
2022	Octubre	29954
2022	Noviembre	25087
2022	Diciembre	22308
2023	Enero	42496
2023	Febrero	35838
2023	Marzo	35192
2023	Abril	31309
2023	Mayo	27288
2023	Junio	27998
2023	Julio	26408
2023	Agosto	27463

Tabla 5.8: Inputs más relevantes del modelo de la planta Sol de Lila realizado en SAM.

<b>Input</b>	<b>Valor</b>
Module	Longi Bifacial LR5-72HBD-545M
Efficiency	21,89 %
Inverter	SMA Paco 4198235 [W]
Bifaciality	0,8
Ground clearance height	2 m
Desired array size	161.000 kWdc
Desired DC to AC ratio	1,2
Tilt	0
Azimuth	0
Ground coverage ratio	0,3
Tracker rotation limit (1 axis)	60
Self shading	Standard (Non - linear)

Para la elección de los módulos fotovoltaicos e inversores a utilizar, se investigó acerca de cuáles son los de mayor presencia en el mercado. Para el caso de los módulos fotovoltaicos, entre las marcas de mayor presencia se encuentran Q cells, Canadian Solar, Jinko Solar, Trina, Longi, Yingli y Ja Solar [81], mientras que para los inversores se encuentran Huawei, SMA, Sangrow, Fronius y Growatt [82]. Sabiendo esto, se comparó con la base de datos presente en SAM, eligiendo los de mayor capacidad y eficiencia, dado que el modelo corresponde a una

planta de alta capacidad.

Los ángulos Tilt y Azimuth corresponden a los que se muestran en la Figura 5.5, y fueron definidos de acuerdo a la información entregada en la DIA.

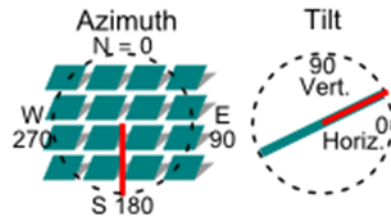


Figura 5.5: Ángulos Tilt y Azimuth para definir la orientación de los módulos fotovoltaicos [76].

Con esta información, SAM determinó que se requieren 295366 módulos y 32 inversores.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos del modelo de Sol de lila. En la Figura 5.6 se tiene un gráfico donde se muestra la generación mensual real, junto con la obtenida en el modelo. Aquí se puede notar una clara diferencia entre los meses de septiembre a diciembre, pero un comportamiento bastante similar en los meses de enero a agosto. En base a estos datos, se construyó la Tabla 5.9 en donde se presentan los errores mensuales entre ambos valores. Es importante destacar que el error mensual de septiembre a diciembre es considerablemente mayor al error mensual de enero - agosto. Esto está relacionado a la puesta en operación de la planta. Como se mencionó previamente, la planta entró en operación el año 2022, por lo que su capacidad de generación pudo haberse visto afectada durante ajustes y mantenimientos los primeros meses de operación, hasta conseguir un funcionamiento estable.

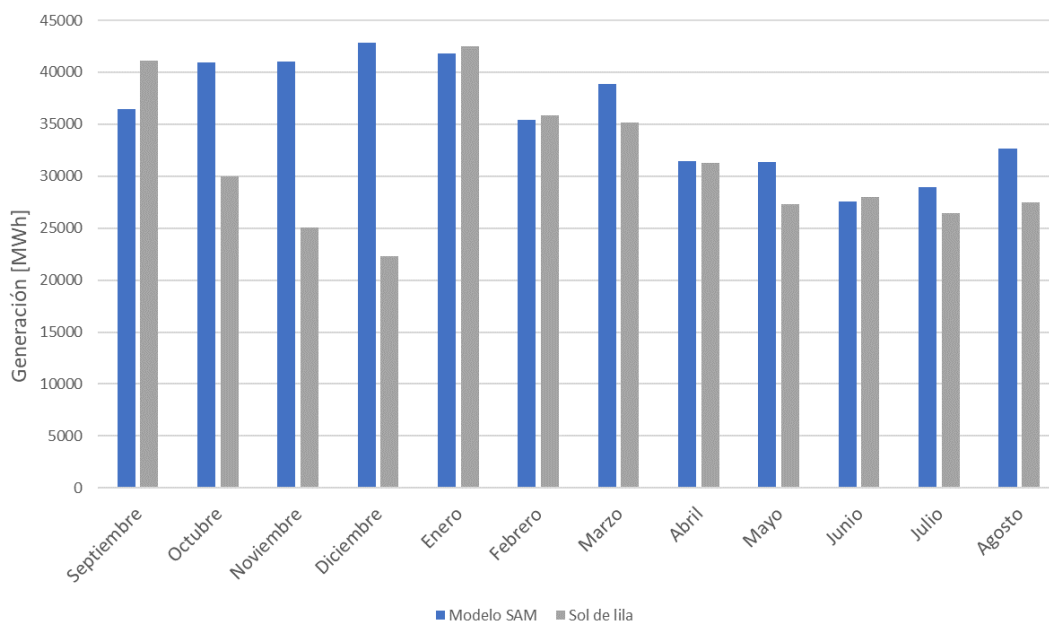


Figura 5.6: Comparación de los datos reales de operación de la planta Sol de Lila y el modelo realizado en SAM.

Tabla 5.9: Porcentaje de error mensual entre los datos de la planta Sol de Lila y el modelo de SAM.

<b>Año</b>	<b>Mes</b>	<b>%Error</b>
2022	Septiembre	13 %
2022	Octubre	27 %
2022	Noviembre	39 %
2022	Diciembre	48 %
2023	Enero	2 %
2023	Febrero	1 %
2023	Marzo	9 %
2023	Abril	1 %
2023	Mayo	13 %
2023	Junio	1 %
2023	Julio	9 %
2023	Agosto	16 %

Observando la Tabla 5.10, es evidente que durante el año 2023, la producción real se asemeja bastante con la producción del modelo, teniendo un error de tan solo un 5 %. Considerando que los datos del año 2023 reflejan mejor la realidad de operación de la planta debido a su antigüedad de operación, puede concluirse que el modelo sigue el mismo comportamiento que la planta real, siendo consistente con lo esperado. Así, queda validado.

Tabla 5.10: Porcentaje de error asociado a la producción de los meses del año 2022, año 2023 y total anual, entre la generación real de la planta Sol de lila, y el modelo.

<b>Generación total</b>	<b>Datos simulación SAM (GWh)</b>	<b>Datos Sol de Lila (GWh)</b>	<b>% Error</b>
Septiembre - Diciembre	161	118	27 %
Enero - Agosto	268	254	5 %
Anual	429	372	13 %

Con el modelo ya validado, se procedió a modificar los parámetros para adaptarlo a la planta en estudio. En primer lugar, se cambiaron los datos meteorológicos por los de la ubicación correspondiente, además de la capacidad de 100 MW. Los inputs más relevantes se presentan en la Tabla 5.11, mientras que el total de los parámetros de entrada pueden ser observados en el Anexo F

Tabla 5.11: Inputs de mayor relevancia en el modelo computacional de la planta PV.

<b>Inputs</b>	<b>Valor</b>
Module	Longi Bifacial LR5-72HBD-545M
Efficiency	21,89 %
Inverter	SMA Paco 4198235 W
Bifaciality	0,8
Ground clearance height	2 m
Desired array size	100040 kWdc
Desired DC to AC ratio	1,2
Tilt	0
Azimuth	0
Ground coverage ratio	0,3
Tracker rotation limit (1 axis)	60
Self shading	Standard (Non - linear)

En base a esto, SAM determinó que la cantidad de módulos requeridos es de 183.540, mientras que la cantidad de inversores es de 20.

#### **5.1.4. Planta CSP + PV**

Para la combinación de ambos modelos, se optó por extraer los resultados y juntarlos mediante excel. Ambos modelos funcionan de forma independiente por lo que el comportamiento de uno no incide en el otro. La razón principal de la utilización de la energía fotovoltaica en paralelo es la pérdida de eficiencia de la CSP debido a la presencia de la planta MED. Esta pérdida de eficiencia provoca que la generación eléctrica sea menor, siendo compensada por la planta PV durante el día.

Este modelo se encuentra validado debido a que tanto la planta CSP como PV están validadas individualmente. Además, como se mencionó anteriormente, funcionan de forma independiente entre si, por lo que no es necesaria una tercera validación de este conjunto.

Los datos principalmente extraídos en ambas plantas corresponden a los datos de generación anual, mensual, potencia horaria anual, mensual, y de específicamente de los días característicos.

### 5.1.5. Planta MED

Para el modelamiento de la planta MED, en primer lugar se realizó un modelo estacionario basado en el modelo validado de Sebastián Lobos [49], realizando algunas modificaciones, para adaptarlo al caso en estudio. Al contar con la planta MED dentro de un bloque de potencia cumpliendo el rol de condensador, se deben considerar como inputs los datos que se obtienen del modelo CSP de SAM. En ellos se encuentra la temperatura de salida de la turbina, y el calor transferido durante la condensación del vapor.

Luego del modelo estacionario, se procedió con el modelo transiente. Para ello, se realizó una adaptación del modelo estacionario, considerando estados cuasiestáticos.

A continuación, se detallarán los modelos mencionados.

#### 5.1.5.1. Modelo Estacionario

El modelo estacionario está basado principalmente en los supuestos y balances térmicos realizados en la Sección 4.4.1. Además, se consideraron algunas relaciones adicionales y correlaciones para determinar los estados termodinámicos de cada efecto, precalentador, mezclador y condensador. Con ayuda de estos estados, es que se puede obtener el agua desalinizada, el GOR, y el dimensionamiento.

Para realizar el modelo, se consideró la condición de diseño de la planta CSP. Para ello se utilizó como dato la temperatura de condensación del vapor a la salida de la turbina, definida como 70 [°C] y, por otro lado, el calor transferido en el primer efecto. Este puede ser calculado como el calor de salida del ciclo Rankine presente en el bloque de potencia (Figura 4.11). Con la ecuación a continuación se puede obtener dicho valor [32].

$$\dot{Q}_{out} = \dot{Q}_{in} - \dot{W}_{ciclo} \quad (5.1)$$

Donde:

- $\dot{Q}_{in}$ : Calor entregado al bloque de potencia.
- $\dot{W}_{ciclo}$ : Potencia del ciclo.

Así, considerando un  $\dot{Q}_{in}$  de 317,92 [MWt] (Ver Figura D.1) y una potencia de 110 [MW], el calor transferido corresponde a 207,92 [MWt].

Como se adaptó el modelo para el caso en estudio, se tuvieron que cambiar los parámetros de entrada. A continuación, en la Tabla 5.12, se pueden observar los inputs del modelo original, junto a los inputs del modelo modificado.

Tabla 5.12: Inputs requeridos en el modelo original de Sebastián Lobos, junto con los inputs requeridos en el modelo modificado.

<b>Modelo Original</b>	<b>Modelo Modificado</b>
Temperatura del concentrado en el primer efecto	<b>No se requiere</b>
Temperatura del N-ésimo efecto	Temperatura del N-ésimo efecto
Temperatura del agua de mar	Temperatura del agua de mar
Concentración del agua de mar	Concentración del agua de mar
Agua esperada a producir	Agua esperada a producir
RR	RR
Nº de efectos	Nº de efectos
Temperaturas de entrada y salida del vapor en el primer efecto (distintas)	<b>Temperaturas del vapor en el primer efecto (constante)</b>
Flujo másico de vapor en el primer efecto	<b>Calor transferido</b>

Para estimar el caudal de agua esperada a producir en [m<sup>3</sup>/s], se utilizó la siguiente aproximación: [47]

$$D_w = \frac{Q_{MED} \cdot GOR}{L_g \cdot \rho_w} \quad (5.2)$$

Donde:

- $Q_{MED}$ : Calor transferido en el primer efecto.
- $GOR$ : Considerado como 10,1 [47]
- $\rho_w$ : Densidad del agua líquida, considerada 1000 [kg/m<sup>3</sup>] [47]
- $L_g$ : Calor latente a temperatura de saturación de 70 [°C] [47]

La temperatura del agua de mar se consideró como 18,1 [°C], correspondiente a la temperatura promedio en la región [83], y una concentración de 35000 [ppm], valor promedio del mar [84]. Todo esto despreciando las variaciones que puedan existir producto de su paso por el acueducto.

Para el RR, se consideró el mismo valor que el de la Plataforma Solar de Almería, es decir, 37,5 % [71].

Para la elección del número de efectos, se estudió el GOR considerando un N de 2 a 18 efectos, y se tomó como criterio de selección, que el aumento del GOR obtenido al agregar



un efecto, sea menor al 5%. En la sección 6 se encuentran los resultados de este estudio.

Por último, para la elección de la Temperatura del N-ésimo efecto, se mantuvieron los 30 [°C] del modelo original. Esto se debe a que en el primer efecto, la temperatura del vapor de entrada es de 70 [°C], por lo que el agua de mar no puede ser rociada a una mayor temperatura. Al tener una temperatura mayor a 30 [°C], la diferencia entre el primer y último efecto sería menor a 40 [°C], corriendo el riesgo de tener diferencias de temperaturas muy bajas entre efectos, generando áreas de intercambio muy grandes. Además, se tomó en consideración que la planta existente de la Plataforma Solar de Almería, funciona con una diferencia nominal entre el primer y último efecto de 40 [°C] [71].

A continuación, se presentan relaciones y correlaciones consideradas en el modelo, junto con los algoritmos utilizados.

#### 5.1.5.1.1. Relaciones complementarias

Basadas en el trabajo de Sebastián Lobos [49], se consideraron las siguientes relaciones, para complementar los balances térmicos.

1. Temperatura del agua de alimentación rociada en el primer efecto:

$$T_{a,1} = T_{b,1} - 2 \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (5.3)$$

2. Temperatura del agua de alimentación antes del último efecto:

$$T_{a,N} = T_{aout} \quad (5.4)$$

3. Temperatura del agua de mar a la salida del condensador:

$$T_{a,N} = T_{aout} = T_{ain} + 7 \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (5.5)$$

4. Las temperaturas del vapor son idénticas:

$$T_{v,i} = T_{vo,i} = T_{vf,i} = T_{vc,i} \quad (5.6)$$

5. La temperatura del vapor que ingresa al primer efecto se asume 5 [°C] sobre la del primer efecto:

$$T_s = T_{b,1} + 5 \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (5.7)$$

6. Aumento de la temperatura por efecto de la sal (BPE):

$$T_{b,i} = T_{v,i} + BPE_i \quad (5.8)$$

7. Diferencia de temperatura entre efectos:

$$\Delta T = \frac{T_{b,1} - T_{b,N}}{N - 1} \quad (5.9)$$

8. Diferencia de temperatura entre precalentadores:

$$\Delta T_c = \frac{T_{a,1} - T_{a,N}}{N - 1} \quad (5.10)$$

9. Temperatura de un efecto:

$$T_{b,i} = T_{b,i-1} - \Delta T \quad (5.11)$$

10. Temperatura del agua de alimentación al pasar por los precalentadores:

$$T_{a,i} = T_{a,i+1} + \Delta T_c \quad (5.12)$$

11. Porcentaje de vapor flasheado por efecto:

$$P_{vf} = \frac{h_l(T_{b,i-1}) - h_l(T_{b,i})}{h_g(T_{b,i})} \quad (5.13)$$

Donde:

- $h_l(T_{b,i-1})$ : Entalpía de líquido saturado a la temperatura  $T_{b,i-1}$ . (Entrada del efecto)
- $h_l(T_{b,i})$ : Entalpía de líquido saturado a la temperatura  $T_{b,i}$ . (Salida del efecto)
- $h_g(T_{b,i})$ : Calor latente de vaporización a la temperatura  $T_{b,i}$ . (Salida del efecto)

12. Flujo de vapor flasheado

$$\dot{m}_{vf} = m_{b,i-1} \cdot P_{vf} \quad (5.14)$$

13. GOR:

$$GOR = \frac{\dot{m}_p \cdot h_g}{\dot{Q}_{in}} \quad (5.15)$$

14. RR:

$$RR = \frac{\dot{m}_p}{\dot{m}_a} \quad (5.16)$$

15.  $\dot{m}_a$ :

$$\dot{m}_a = \frac{\dot{m}_p}{RR} \quad (5.17)$$

#### 5.1.5.1.2. Correlaciones utilizadas

Para determinar las propiedades termodinámicas del agua y del agua de mar, se debieron utilizar algunas correlaciones. Todas ellas se encuentran validadas para el rango de funcionamiento que posee una planta MED de estas características. A continuación, se presenta el listado de las correlaciones utilizadas en el modelamiento. computacional[49].

1. Entalpía específica de vapor saturado:

$$h_v = 2499,15 + 1,9545 \cdot T - 1,927 \cdot 10^{-3} \cdot T^2 \quad (5.18)$$

Donde:

- $h_v$ : Entalpía de vapor saturado en [kJ/kg].

- $T$ : Temperatura en [°C].

2. Entalpía específica de líquido saturado:

$$h_l = (-31,92 + 1,0011833 \cdot T - 3,0833326 \cdot 10^{-5} \cdot T^2 + \dots \dots + 4,666663 \cdot 10^{-8} \cdot T^3 + 3,3333334 \cdot 10^{-10} \cdot T^4) \cdot 2,326 \quad (5.19)$$

- $h_l$ : Entalpía de líquido saturado en [kJ/kg].
- $T$ : Temperatura en [°F].

3. Calor Latente:

$$L_g = h_v - h_l \quad (5.20)$$

4. Calor específico del agua y del concentrado salino:

$$c_{pb} = (1 - c_b \cdot (0,011311 - 0,00001146 \cdot T)) \cdot c_{pw} \quad (5.21)$$

$$c_{pw} = (1,0011833 - 6,1666652 \cdot 10^{-8} \cdot T_w + 1,3999989 \cdot 10^{-7} \cdot T_w^2 + \dots \dots + 1,3333336 \cdot 10^{-9} \cdot T_w^3) \cdot 4,1868 \quad (5.22)$$

Donde:

- $T$ : Temperatura de concentrado salino en [°F].
- $T_w$ : Temperatura de ebullición del agua [°F].
- $c_{pb}$ : Calor específico del concentrado salino [kJ/kg°C].
- $c_{pw}$ : Calor específico del agua pura [kJ/kg°C].
- $c_b$ : Concentración salina en porcentaje.

5. BPE:

$$BPE = X_b \cdot (BB + CC \cdot X_b) \cdot 10^{-3} \quad (5.23)$$

$$BB = (6,71 + 6,34 \cdot 10^{-2} \cdot T + 9,74 \cdot 10^{-5} \cdot T^2) \cdot 10^{-3} \quad (5.24)$$

$$CC = (22,238 + 9,59 \cdot 10^{-3} \cdot T + 9,42 \cdot 10^{-5} \cdot T^2) \cdot 10^{-8} \quad (5.25)$$

Donde:

- $T$ : Temperatura en [°C]
- $X_b$ : Concentración en [ppm]

### 5.1.5.1.3. Algoritmo computacional estados termodinámicos

El algoritmo mostrado en la Figura 5.7 fue el utilizado para la simulación de los estados termodinámicos, obteniendo también el GOR, la producción y el RR.

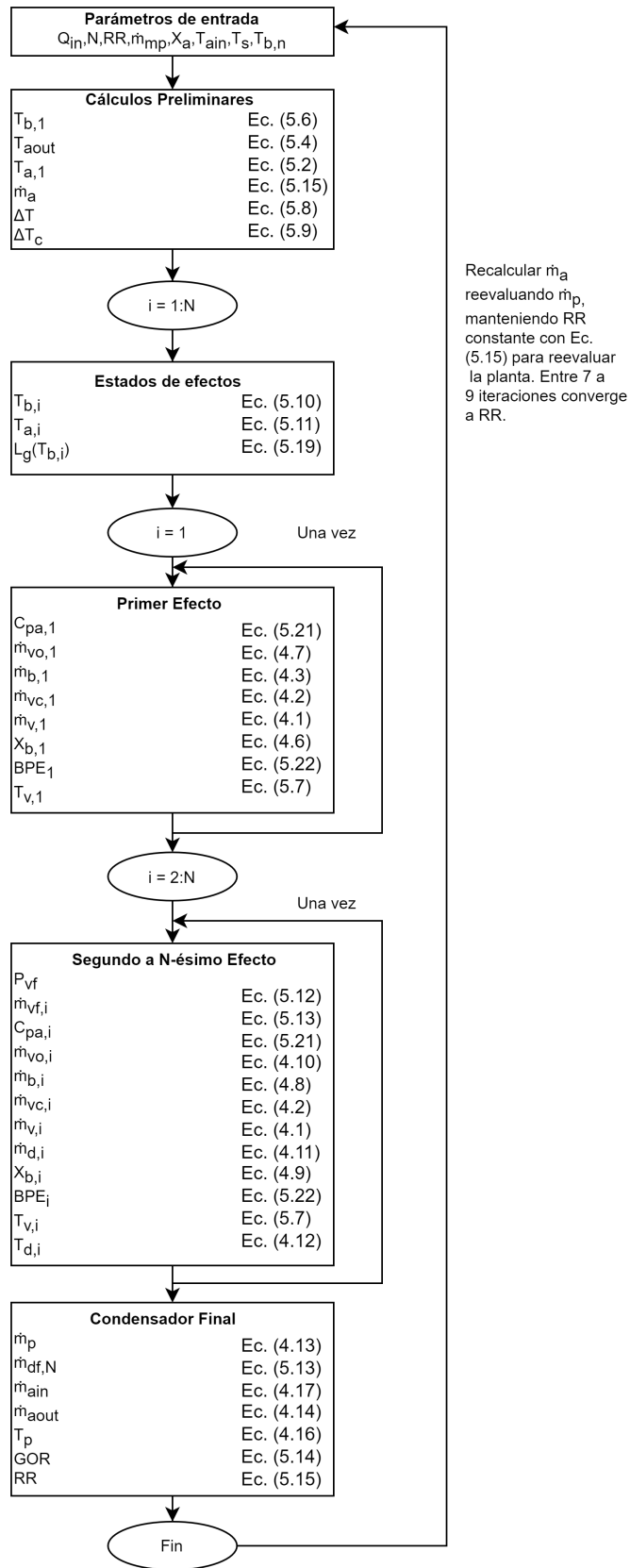


Figura 5.7: Algoritmo computacional utilizado en la simulación para obtener los estados termodinámicos [49].

El funcionamiento es similar al algoritmo original [49], sin embargo, en lugar de tener  $T_{b,1}$  como input, lo calcula en base a  $T_s$ . Por otro lado, el calor transferido en el primer efecto se utiliza directamente en la ecuación del balance térmico de este mismo, a diferencia del cálculo con el flujo másico de vapor y sus temperaturas de entrada y salida en el primer efecto. La continuación del algoritmo no sufrió modificaciones.

#### 5.1.5.1.4. Algoritmo computacional del dimensionamiento

Con el algoritmo mostrado en la figura 5.8, se dimensionaron las áreas de todos los equipos presentes, y posteriormente, se reevaluaron algunos flujos másicos considerando las áreas fijas. Luego, se obtuvo el GOR final, el RR final y la producción real. No se realizaron modificaciones al algoritmo original.

Al comenzar desde lo obtenido en el algoritmo anterior, se calculan los coeficientes globales de intercambio, variaciones de temperaturas logarítmicas y calores en base a los flujos y propiedades termodinámicas obtenidas previamente.

Es importante mencionar que para este algoritmo se mantienen las temperaturas de vapor y las temperaturas de los concentrados de los efectos calculadas. Sin embargo, al fijar las áreas, las demás temperaturas presentan cambios. También existen cambios en los flujos de vapores y destilados, por lo que también existe un cambio en la concentración salina.

El paso más importante para obtener los cálculos finales, es reevaluar cómo varía la temperatura del agua de alimentación a medida que avanza por los precalentadores. Esto debido a que, al fijar las temperaturas de efecto y vapor, al momento de utilizar las áreas de intercambio, ya no siguen manteniendo la relación de la ecuación 5.12. Por ello, solo se conoce la temperatura de ingreso del agua de mar en el condensador, y la variación de temperatura del condensador final como se indica en la ecuación 5.5.

Al conocer los estados termodinámicos en el condensador, se reevalúa desde allí, hacia el precalentador 1. Esto es al inverso de lo que se hizo en el algoritmo anterior. Al utilizar la ecuación de transferencia de calor en los precalentadores, la reevaluación se vuelve implícita, pues se obtiene la ecuación a continuación.

$$T_{a,N-i} = \frac{U_{pc} \cdot A_{pc}}{\dot{m}_a \cdot c_{p_a}} \cdot \frac{(T_{v,N-i} - T_{a,N-i}) - (T_{v,N-i} - T_{a,N-i+1})}{\ln \left( \frac{T_{v,N-i} - T_{a,N-i}}{T_{v,N-i} - T_{a,N-i+1}} \right)} \quad (5.26)$$

Es por ello, que se debe iterar con ayuda de la obtención del calor mediante la ecuación de transferencia de calor (4.19) y el balance térmico (4.2).

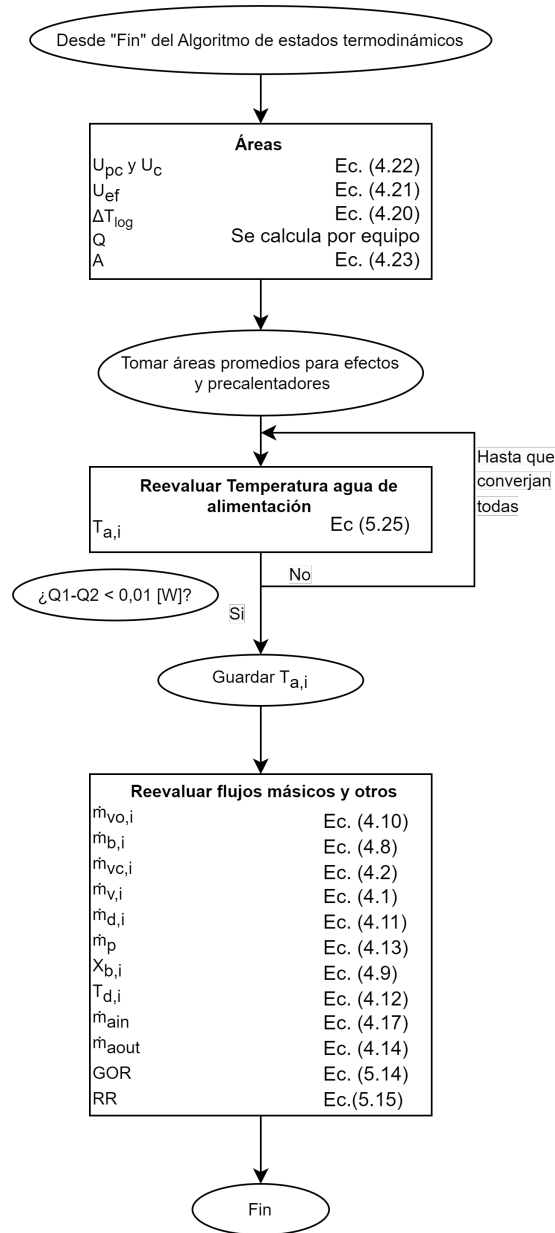


Figura 5.8: Algoritmo computacional utilizado para obtener el dimensionamiento, y así posteriormente reevaluar la planta con áreas fijas, para reajustar los flujos máscicos y obtener el producto final [49].

### 5.1.5.2. Modelo Transiente

Para el modelo transiente, al tener intervalos de tiempo de 1 hora que son los resultados obtenidos en SAM del modelo CSP, se consideró hacerlo de manera cuasiestática, respetando las ecuaciones de balances térmicos del modelo estacionario. Aquí, varían las condiciones del calor transferido y temperatura del vapor en el primer efecto, durante 24 horas, para cada día característico.

Adicionalmente, se mantuvieron las áreas constantes de los efectos, precalentadores y condensador, dado que se espera estudiar el funcionamiento que tendría la planta a lo largo

del día. Estas áreas corresponden a las estudiadas en el caso estacionario, tomándolo como condición de diseño. Con esto, se decidió considerar constantes los coeficientes globales de intercambio por equipo, dado que la temperatura del vapor de entrada no difiere en más de 10 grados. Esta baja diferencia, considerando el número de efectos que se mostrará en la sección 6 de resultados, provoca que las temperaturas intermedias no presenten grandes variaciones, ocurriendo lo mismo con el coeficiente global de intercambio.

Adicionalmente, durante el caso estacionario que corresponde a la condición de diseño, se obtiene el flujo másico de agua de alimentación. Esta se mantiene constante para todo el estudio transiente.

Por otro lado, los supuesto que se mantuvieron son los siguiente:

1. La temperatura del vapor a la entrada y salida del primer efecto es constante: El primer efecto actúa como condensador para el ciclo de potencia.
2. La variación de la temperatura del agua de mar entre la entrada y la salida de cada precalentador es constante.
3. El destilado tiene una concentración de sal del 0 %
4. La temperatura de ebullición cambia debido a la concentración de sal presente.
5. No se consideran pérdidas termodinámicas.
6. El 2 % del vapor en el condensador final es extraído por el sistema de vacío.

De las relaciones adicionales a los balances térmicos, se mantuvieron casi en su totalidad, a excepción de la diferencia entre efectos (Ec. 5.9) y la temperatura de un efecto (Ec. 5.11). Respecto a las correlaciones mencionadas en el modelo estacionario, estas fueron utilizadas nuevamente.

Para la validación de este modelo, se utilizó el resultado del caso estacionario y, dando como inputs las mismas condiciones de operación al modelo transiente, se obtuvieron resultados similares. En la sección 6 de resultados se muestra la validación.

### 5.1.5.2.1. Algoritmo computacional

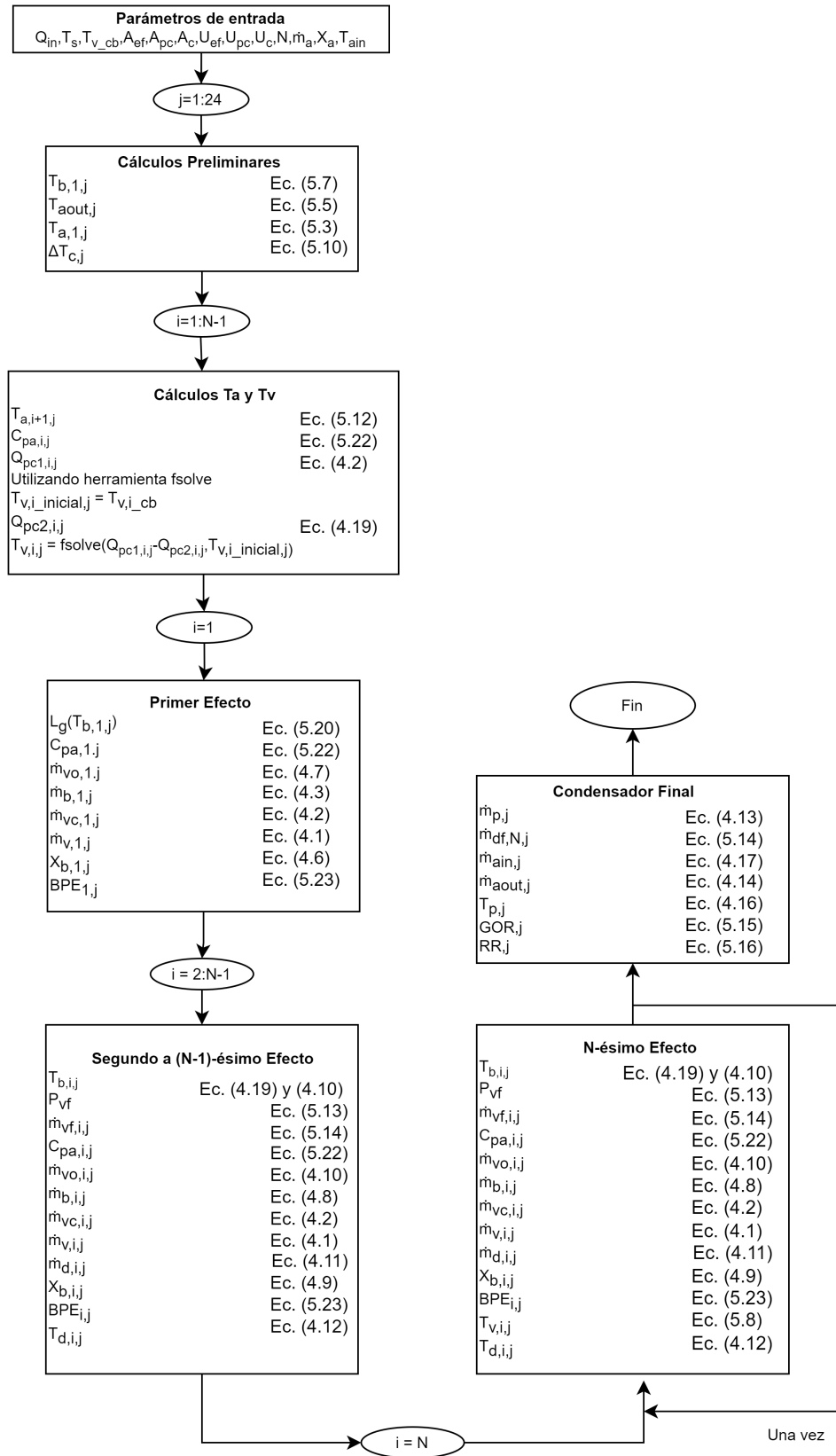


Figura 5.9: Algoritmo computacional para la simulación transiente.



El algoritmo computacional de la figura 5.9 fue el utilizado en el modelo transiente. Este se utilizó para los cuatro días característicos, teniendo los vectores  $Q_{in}$  y  $T_s$ , con la información del calor transferido y la temperatura del vapor en el primer efecto, las 24 horas del día, con intervalos de tiempo de 1 hora.

Para cada hora, fueron calculados los estados termodinámico considerando las áreas obtenidas en el caso base, y los coeficientes de intercambio también obtenidos en el caso base. Estos datos se encuentran como inputs del modelo. La temperatura de captación del agua de mar se mantiene constante, al igual que su concentración inicial y su flujo másico como fue previamente mencionado. Otro input dado fue el vector  $T_{v\_cb}$  con las temperaturas  $T_{v,i}$  del caso base.

Como se utilizó el supuesto de que la variación de temperatura en los precalentadores es constante, además del supuesto de que la temperatura a la entrada del primer precalentador es 7 °C mayor a la de captación, es posible obtener la temperatura del agua de mar en todos los puntos. En base a esto, se puede obtener el calor en el precalentador mediante la ecuación 4.2, como también mediante la ecuación 4.19. Al tener que ser iguales estos calores, es posible despejar  $T_{v,i}$ . Para ello, se utilizó la función fsolve en Matlab.

La ecuación obtenida es la siguiente:

$$Ma \cdot C_{p_a} \cdot (T_{a,i} - T_{a,i+1}) = A_{pc,i} \cdot U_{pc,i} \cdot \Delta T_{log,i} \quad (5.27)$$

Considerando que:

$$\Delta T_{log,i} = \frac{(T_{v,i} - T_{a,i+1}) - (T_{v,i} - T_{a,i})}{\ln \left( \frac{T_{v,i} - T_{a,i+1}}{T_{v,i} - T_{a,i}} \right)} \quad (5.28)$$

Donde:

- $A_{pc,i}$ : Área del precalentador “i”.
- $U_{pc,i}$ : Coeficiente global de intercambio de calor, a la temperatura del caso base  $T_{v,i}$ , en el precalentador “i”.

La función fsolve se utiliza para resolver ecuaciones no lineales, como la ecuación 5.27 obtenida en este caso, o problemas de optimización. Para utilizarla se debe dar una condición inicial y, a través de diferentes métodos de iteración, encuentra la solución. Con ella fue posible obtener los valores de  $T_{v,i}$  hasta  $i = N - 1$ . La condición inicial dada en cada efecto corresponde a  $T_{v,i}$  del caso base.

Para el caso del último efecto (N-ésimo), se realizó una iteración para obtener los valores, tal como en el primer algoritmo (ver Figura 5.7). Luego de esto, se calcularon los estados termodinámicos y flujos en el condensador, obteniendo el producto y los indicadores más relevantes.

### 5.1.6. Planta CSP+PV+MED

Para el modelo conjunto, al contar con los resultados del modelo CSP + PV, parte de estos se utilizan a modo de input para el modelo MED. Se extraen los datos de la condición

de diseño para el modelo estacionario, y los datos de los días característicos para el modelo transiente. Una vez obtenidos los resultados de la planta MED en Matlab, estos son extraídos a un excel general para obtener el modelo del complejo en su totalidad.

# 6. Resultados y Discusión

En esta sección, se mostrarán y analizarán los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas. En primer lugar, se presentará lo obtenido para cada una de las tecnologías separadamente, siendo ese el caso base de estudio para cada una de ellas.

## 6.1. Modelo CSP

La generación total anual obtenida para el caso base del modelo CSP, construido con los inputs presentados en el Anexo D, es de 706,4 [GWh], mientras que la generación mensual se muestra en la Figura 6.1. De aquí se puede observar que la generación es consistente con el comportamiento de la radiación solar a lo largo del año, teniendo una mayor producción en los meses de verano, y una disminución en los meses de invierno. A pesar de ser un sistema que cuenta con almacenamiento térmico, no es capaz de controlar en su totalidad la intermitencia característica de la energía solar.

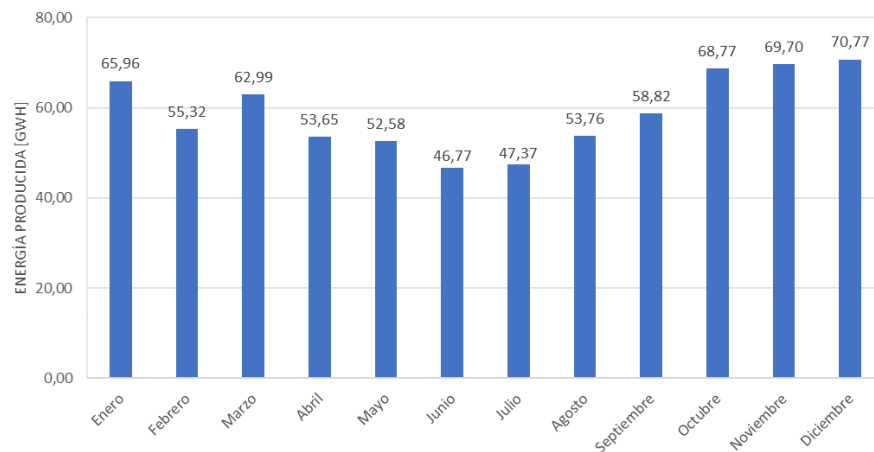


Figura 6.1: Generación Mensual de la planta CSP en el caso base.

## 6.2. Modelo PV

Para el caso del modelo PV, se obtuvo una generación total anual de 419,9 [GWh], y los resultados de la generación mensual se encuentran en el gráfico de la Figura 6.2. Cabe destacar que la generación obtenida es un 40 % menos que la de la planta CSP. Si bien la planta PV tiene una capacidad de 10 [MW] menor a la CSP, esta diferencia se genera principalmente

por la falta de un sistema de almacenamiento.

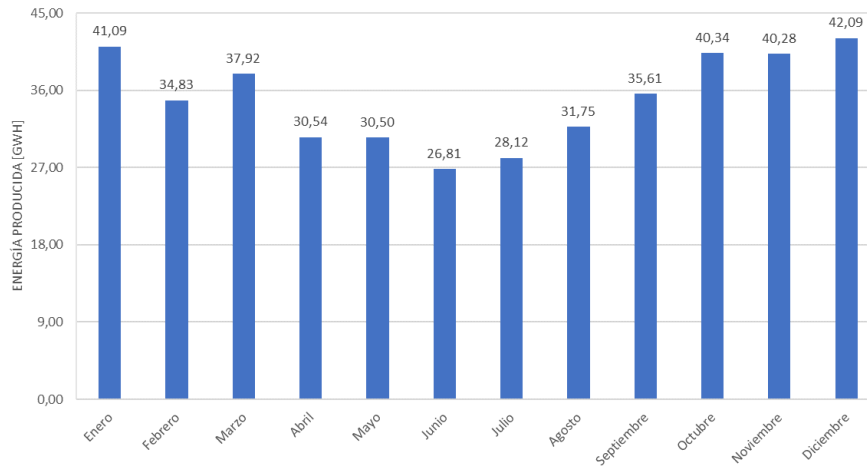


Figura 6.2: Generación Mensual de la planta PV.

Al igual que la planta CSP, la generación obtenida es consistente con la radiación disponible, siendo mayor en los meses de verano y disminuyendo en los meses de invierno.

### 6.3. Modelo CSP + PV

En el gráfico de la Figura 6.3, se muestra la generación mensual de la planta CSP, PV y su conjunto. Es importante destacar, que ambas plantas funcionan en paralelo, por lo que el funcionamiento de una no incide en el funcionamiento de la otra. Aquí se puede ver claramente como la planta PV genera menos que la planta CSP, pero entrega un apoyo a la disminución de generación que provoca el hecho de contar con una planta MED en lugar de un condensador convencional. La generación total anual de ambas plantas, suma un total de 1126,3 [GWh].

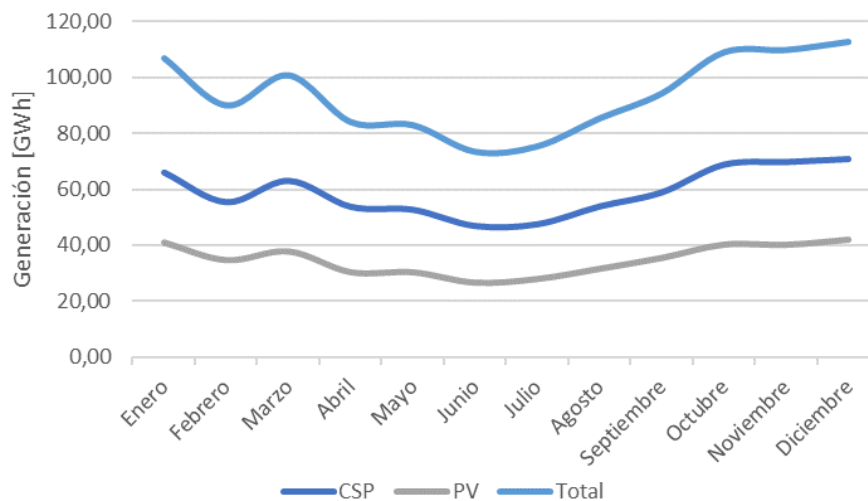


Figura 6.3: Generación total eléctrica de la planta en el caso base.

Un resultado relevante a destacar de la simulación, corresponde a los días característicos. Como se mencionó anteriormente, estos días representan las condiciones críticas de generación. Observando el gráfico de la Figura 6.4, se puede notar que la planta CSP no se detiene en ningún momento del día, teniendo un funcionamiento bastante estable. En los momentos de sol, entre las 6:00 y las 19:00 hrs, la generación disminuye, hecho que está relacionado con la carga del almacenamiento durante el día, para poder seguir en operación durante la noche.

En el caso de la planta PV, se observa que opera cuando se cuenta con radiación solar, lo cual es consistente. Un dato importante a mencionar, es que en el horario de mayor radiación, a diferencia de los paneles fotovoltaicos monofaciales, su generación disminuye, teniendo un perfil con dos peaks de generación que se dan en momentos con radiaciones menores. Esto se produce debido a que, al ser un módulo bifacial, cuando el sol está inclinado, recibe radiación por ambos lados, mientras que cuando el sol está justo vertical, recibe radiación por un solo lado.

Para el caso del día nublado de verano (ver Figura 6.5), se puede ver una generación mas irregular, incluso con momentos en que la generación de la planta CSP es nula. Esto significa que, a pesar de tener almacenamiento, este no se puede llenar completamente por la falta de radiación. En el caso de la planta PV, genera menos que en el caso de un día soleado, pero sigue manteniendo el perfil con dos peaks, y su mínimo en el momento en que el sol se encuentra justo sobre los módulos.

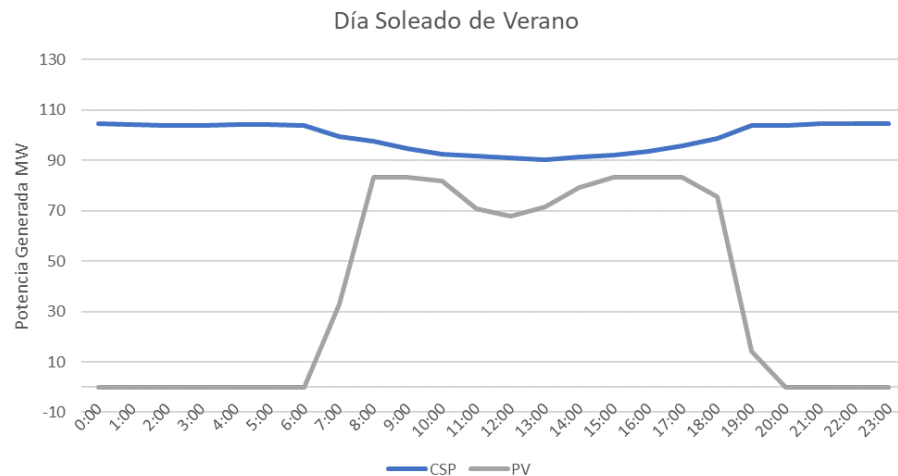


Figura 6.4: Generación de un día soleado de verano.

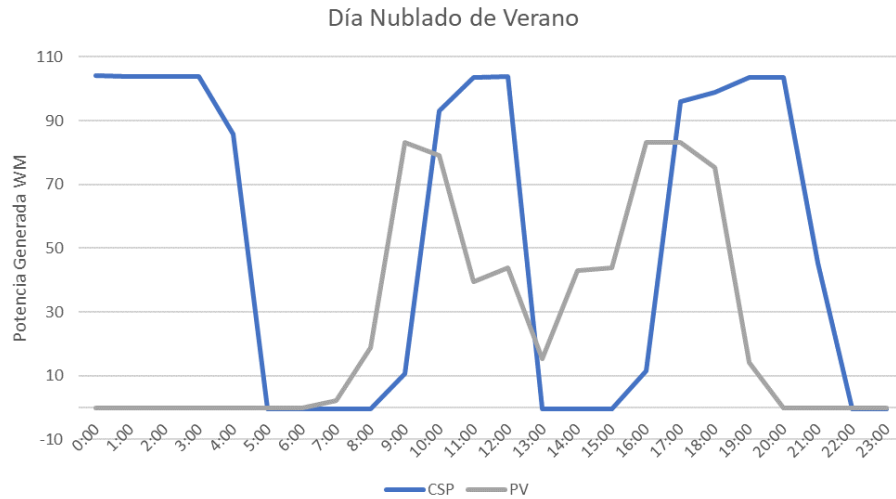


Figura 6.5: Generación de un día nublado de verano.

En la Figura 6.6 se puede ver un día soleado de invierno. La generación es coherente con lo esperado, debido a que, por el lado de la planta CSP, el almacenamiento se acaba en un momento de la noche, y vuelve a funcionar al momento de iniciar las horas de radiación solar. Que se acabe el almacenamiento tiene que ver con que la radiación solar durante el día no es lo suficientemente alta como para operar la planta y además lograr llenar el almacenamiento por completo. Una vez que se logra tener una mayor radiación en el día, la planta vuelve a funcionar con normalidad, con una potencia similar a la de los días de verano. Por otro lado, la planta PV genera considerablemente menos que en un día soleado de verano. Esto sigue siendo consistente debido a que, cómo se vio en las Figuras 4.5 y 4.4, la GHI es bastante menor en invierno respecto a la de verano, a diferencia de la DNI donde la variación no es tan drástica.

Respecto al día nublado de invierno (ver Figura 6.7), se tiene notablemente una menor generación que en todos los escenarios anteriores, siendo este el peor de todos. Esto es consistente con la realidad.



Figura 6.6: Generación en un día soleado de invierno.



Figura 6.7: Generación en un día nublado de invierno

A continuación, en la Figura 6.8, se muestran los perfiles de generación eléctrica total para los cuatro días característicos. Claramente se puede notar como el día soleado de verano es el mejor escenario, mientras que el día nublado de invierno el peor de todos, teniendo una generación eléctrica considerable, solo entre las 13:00 y las 21:00 hrs. además de no producir electricidad durante 10 horas del día.



Figura 6.8: Generación total en los días característicos.

Otro punto importante a mencionar, es que existe un consumo parasitario de energía cuando la planta CSP o PV no está generando electricidad. Esto se debe a los diferentes equipos con los que cuentan que no pueden estar apagados. Esto se refleja notoriamente en los días de invierno.

## 6.4. Modelo MED Estacionario

Para el modelo estacionario de la planta MED, se tomaron como inputs los datos de la condición de diseño de la planta CSP. A continuación, en la tabla 6.1, se presentan los inputs considerados, suponiendo que se tiene sólo una unidad o módulo MED.



Tabla 6.1: Parámetros de entrada del modelo MED para una unidad.

Inputs	Valores
Temperatura del agua de mar	18,1 [°C]
Concentración del agua de mar	35000 [ppm]
Temperatura del agua de mar a la salida del condensador	30 [°C]
Agua esperada a producir	77.770 [m <sup>3</sup> /día]
Porcentaje esperado de producto en relación al agua de mar	37,5
Nº de efectos	14
Temperatura de vapor de entrada en el primer efecto	70 [°C]
Calor transferido	207,919 [MWt]

Como se mencionó en la sección 5.1.5.1, la elección del número de efectos se hizo en base al GOR y su variación. Considerando los inputs de la Tabla 6.1, se hicieron simulaciones para diferentes valores de N. En los gráficos de las Figuras 6.9 y 6.10 se muestran los resultados obtenidos. De aquí se puede deducir que a medida que aumenta el número de efectos, va aumentando el GOR, pero cada vez el aumento es más pequeño. Por esta razón, como criterio de selección, se aumentó el número de efectos hasta que el siguiente provocara un aumento menor al 5% en el GOR. Así, se seleccionaron 14 efectos. (Llegando al mismo número de efectos que la planta perteneciente a la Plataforma Solar de Almería [71])

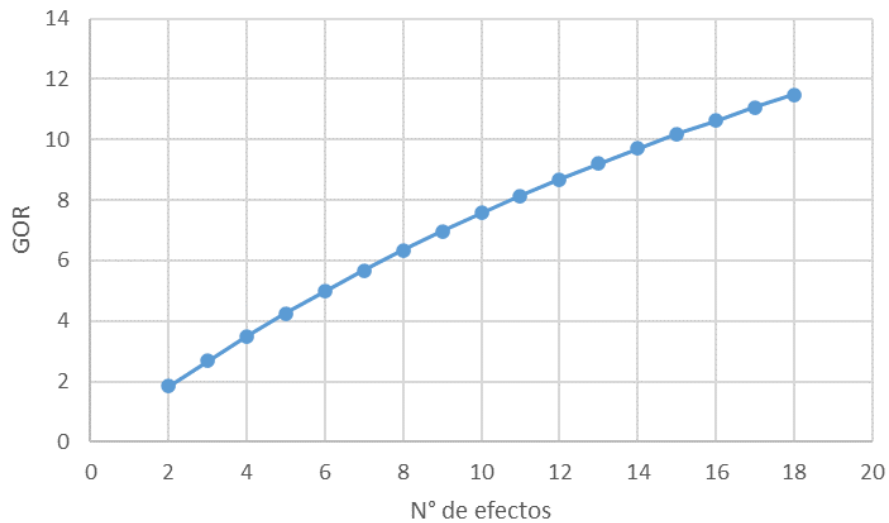


Figura 6.9: Gráfico que indica el GOR según el número de efectos.

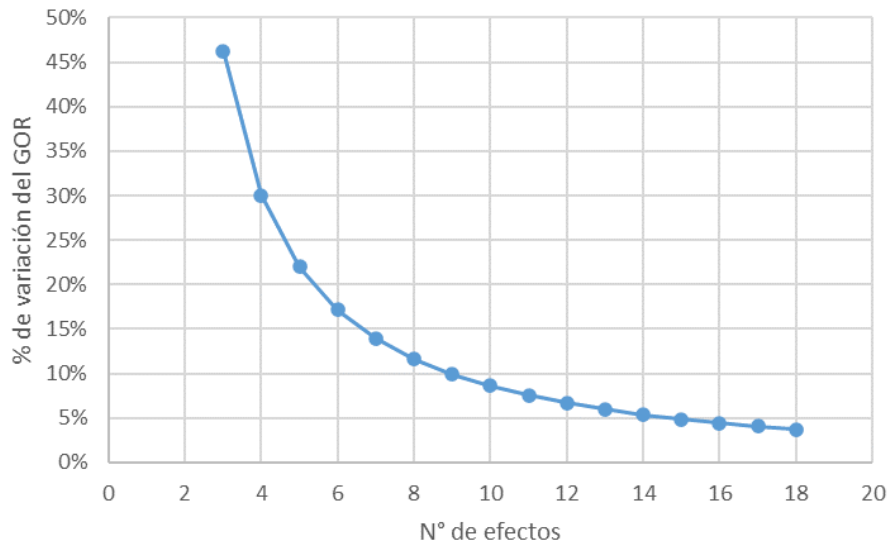


Figura 6.10: Gráfico que indica la variación porcentual del GOR respecto al número de efectos.

En la tabla 6.2 se muestran los resultados obtenidos con el modelo estacionario, consiguiendo un GOR bastante alto, al igual que la tasa de recuperación (RR). En base a estos valores se puede deducir que funciona de manera eficiente en la producción de agua. Además, el agua requerida es menor a los 2879,75 [kg/s] disponibles en los acueductos Sierra Gorda y Centinela.

Tabla 6.2: Tabla resumen con los resultados del modelo estacionario, considerando una unidad instalada.

<b>GOR</b>	<b>RR</b>	<b>Agua requerida [kg/s]</b>	<b>Agua producida [kg/s]</b>	<b>Agua producida [m<sup>3</sup>/día]</b>	<b>Salmuera obtenida [kg/s]</b>	<b>Concentración [ppm]</b>
9,96	38,34 %	2299,67	881,67	76176	1423,8	56000

Como se consideró la devolución de la salmuera al acueducto, el nuevo flujo másico que va hacia la mina corresponde a 2004 [kg/s] aproximadamente, con una concentración de 49921 [ppm].

Si se examinan las áreas de intercambio de los equipos (Ver Figuras 6.11 y 6.12), en especial los efectos, se observa que las áreas correspondientes al intercambiador principal, por donde circula el vapor mientras se rocía el agua de mar, presentan valores notablemente elevados, lo cual no es factible. Es por ello, que se decidió hacer módulos o unidades de desalinizadoras MED, y así distribuir en partes iguales el vapor a la salida de la turbina, para tener áreas de menor tamaño. Más adelante se explicará cómo se decidió la cantidad de módulos a utilizar.

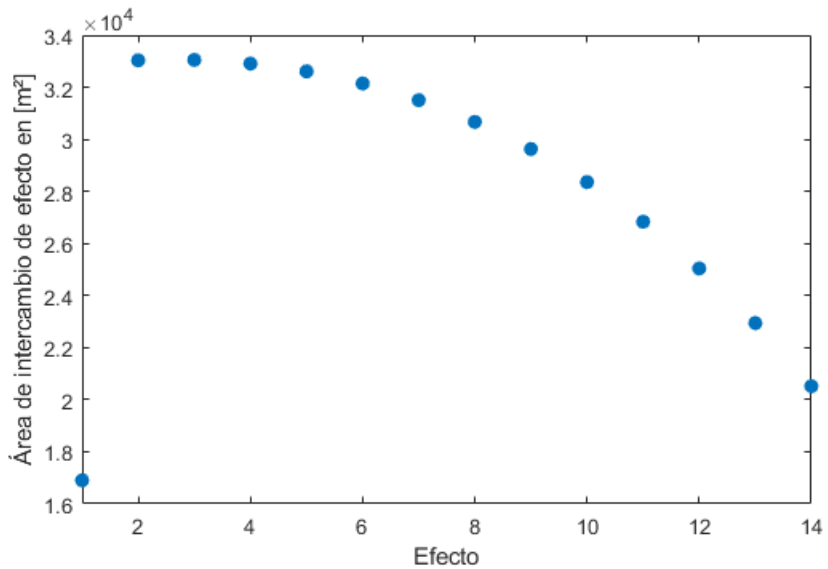


Figura 6.11: Área de intercambio que posee cada efecto, teniendo solo una unidad.

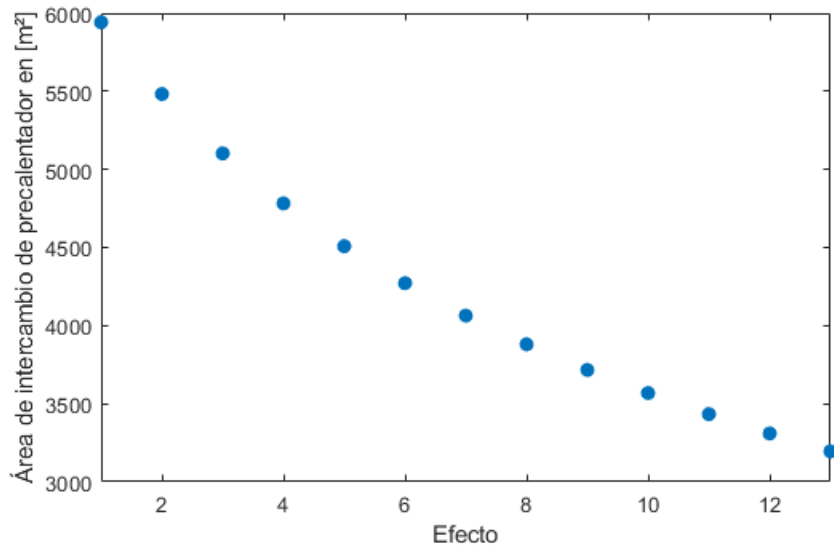


Figura 6.12: Área de intercambio que posee cada precalentador, teniendo solo una unidad.

En las Figuras 6.13, 6.14 y 6.15, se muestran algunos parámetros resultados con el modelo estacionario. La temperatura del concentrado salino decae a medida que avanzan los efectos, lo cual es consistente con lo esperado. También, se puede apreciar cómo el flujo másico del concentrado salino generado en cada efecto va disminuyendo, mientras su concentración salina aumenta a causa de la evaporación producida en cada efecto.

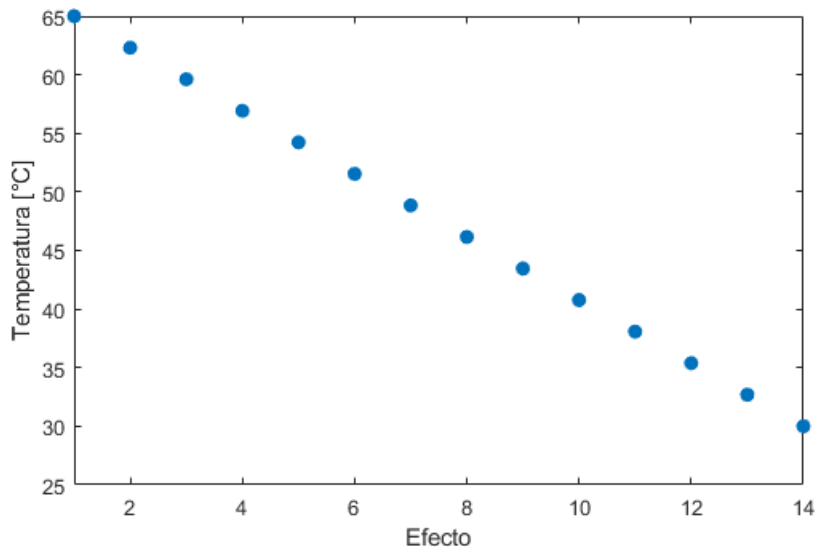


Figura 6.13: Temperatura del concentrado salino en cada efecto, considerando solo una unidad.

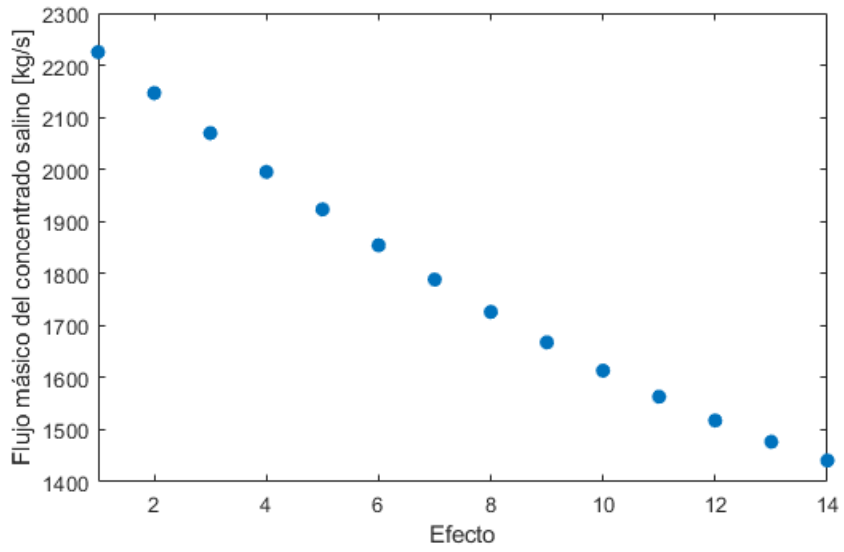


Figura 6.14: Flujo másico del concentrado salino en cada efecto, considerando solo una unidad.

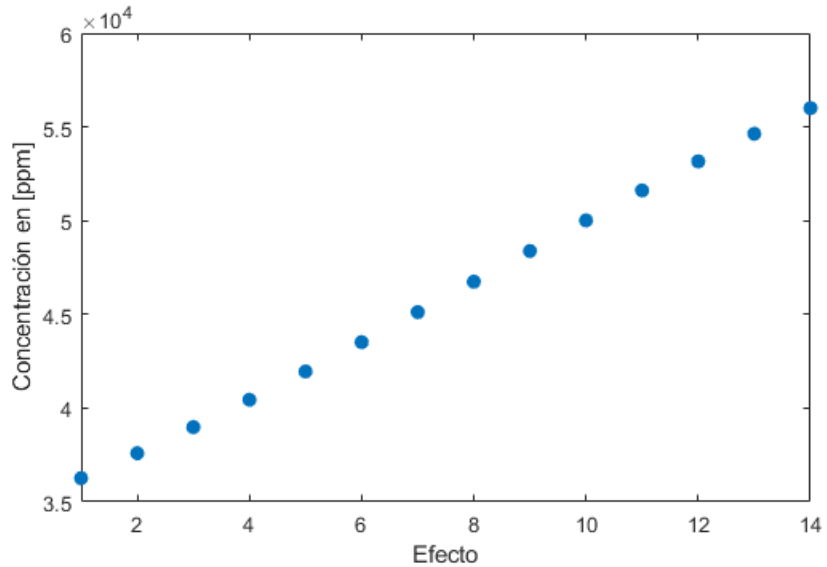


Figura 6.15: Concentración salina que posee el concentrado en cada efecto, considerando solo una unidad.

A pesar de tener resultados prometedores, lamentablemente las áreas de intercambio no lo hacen factible. Observando el área máxima de intercambio que se produce en el tercer efecto, esta tiene un valor de 33048 [m<sup>2</sup>]. Suponiendo que los tubos son de 1 pulgada de diámetro y 10 metros de largo, se requerirían más de 35000 tubos. Es por ello que se debió buscar una alternativa.

Para poder disminuir estas áreas, se decidió incorporar la idea de módulos o unidades de sistemas MES. Para la elección del número de unidades, se realizó un procedimiento similar al de la elección de efectos. En este caso, se consideró la variación del área máxima de efectos, tomando como criterio de selección una variación menor al %5. En las Figuras 6.16 y 6.17, se pueden ver los resultados obtenidos, llegando a la conclusión de que, el número óptimo de módulos paralelos, corresponde a 20.

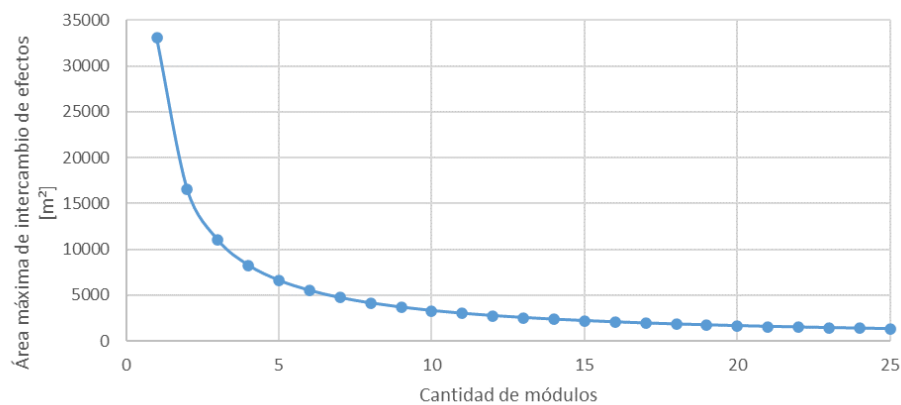


Figura 6.16: Gráfico que indica el área máxima de intercambio en efectos, considerando la cantidad de módulos o plantas a instalar.

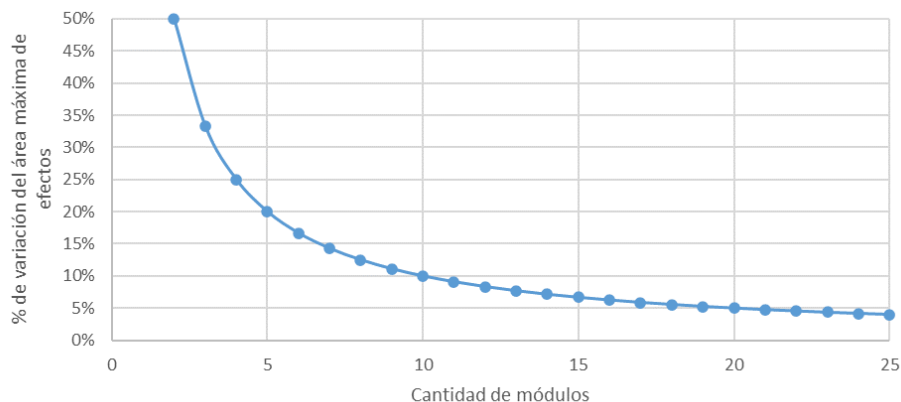


Figura 6.17: Gráfico que indica la variación porcentual del área máxima de intercambio en efectos, considerando la cantidad de módulos o plantas a instalar.

Habiendo hecho esto, se definió el modelo final, basado en los inputs correspondiente a un módulo, siendo los mismos para el resto de las unidades. En la Tabla 6.3 mostrada a continuación, se presentan los inputs utilizados.

Tabla 6.3: Parámetros de entrada del modelo MED para 20 unidades.

Inputs	Valores
Temperatura del agua de mar	18,1 [°C]
Concentración del agua de mar	35000 [ppm]
Temperatura del agua de mar a la salida del condensador	30 [°C]
Agua esperada a producir	3889 [m <sup>3</sup> /día]
Porcentaje esperado de producto en relación al agua de mar	37,5
Nº de efectos	14
Temperatura de vapor de entrada en el primer efecto	70 [°C]
Calor transferido	10,4 [MWt]

Los resultados obtenidos en la simulación, se encuentran en la Tabla 6.4. De aquí se puede ver que la producción de un módulo corresponde a la veinteava parte de lo que fue la producción total mostrada en la Tabla 6.2. Esto indica que, a pesar de la división de la planta MED en módulos, la producción sigue siendo la misma. Es decir, también se mantienen los indicadores como el GOR y RR constantes. Además, el flujo final del acueducto que va hacia la mina se mantiene en 2004 [kg/s] y concentración de 49921 [ppm].

Tabla 6.4: Tabla resumen con los resultados del modelo estacionario, considerando 20 unidades instaladas.

GOR	RR	Agua requerida [kg/s]	Agua producida [kg/s]	Agua producida [m <sup>3</sup> /día]	Salmuera obtenida [kg/s]	Concentración [ppm]
9,9564	38,34 %	114,98	44,08	3808,8	71,19	56000

En las Figuras 6.18 y 6.19 se pueden observar las nuevas áreas obtenidas, siendo considerablemente menores a las anteriores. Un punto importante a destacar, es la diferencia entre el área del primer efecto y el resto de los efectos. Esto se debe a que la diferencia de temperatura en el primer efecto (5 [°C]) es considerablemente mayor a la diferencia en los demás efectos (2,5 [°C]). Mientras mayor es la diferencia de temperatura, las áreas de intercambio son menores. Es por ello que se recomienda que esta diferencia nunca sea menor a 2 [°C] en una planta de este tipo, como se mencionó en la sección 2.2.3.

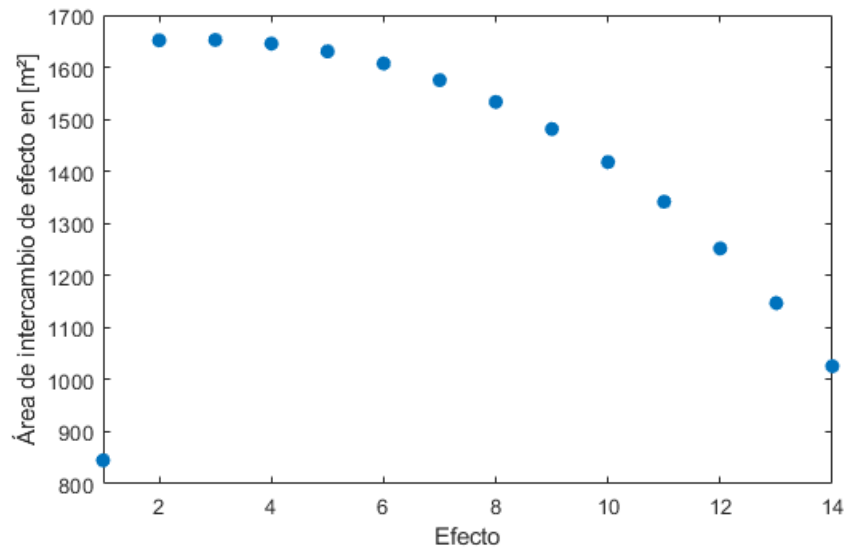


Figura 6.18: Área de intercambio que posee cada efecto, teniendo 20 unidades.

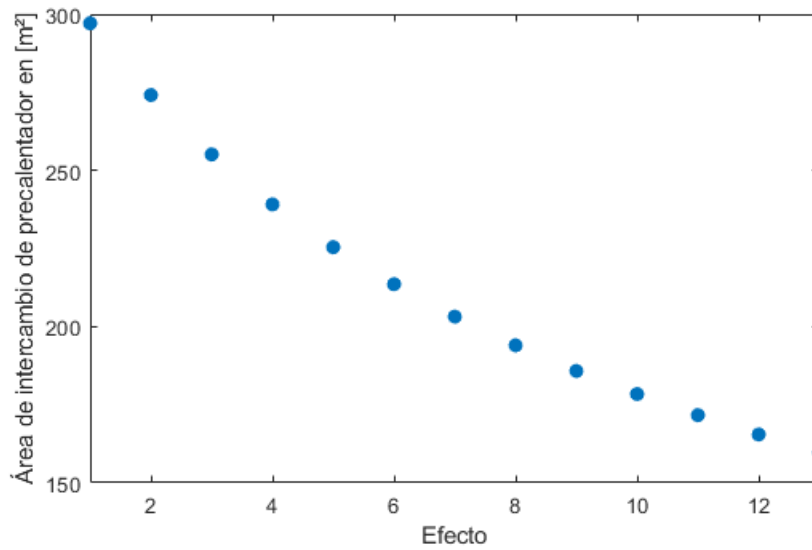


Figura 6.19: Área de intercambio que posee cada precalentador, teniendo 20 unidades.

Para el caso de las temperaturas en los efectos, conservan el mismo valor. Esto debido a que solo dependen de la cantidad de efectos y la diferencia de temperatura entre el primer y el último efecto, lo cuál es constante.

Para el caso del flujo másico y concentrado salino, los resultados se muestran en las Figuras 6.20 y 6.21 presentadas a continuación. Se puede notar que siguen siendo consistentes con lo esperado.

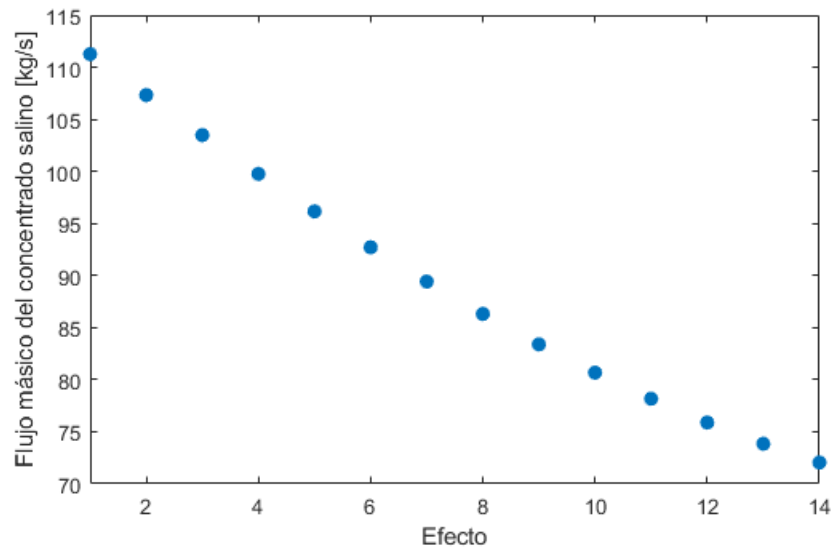


Figura 6.20: Flujo másico del concentrado salino en cada efecto, teniendo 20 unidades.



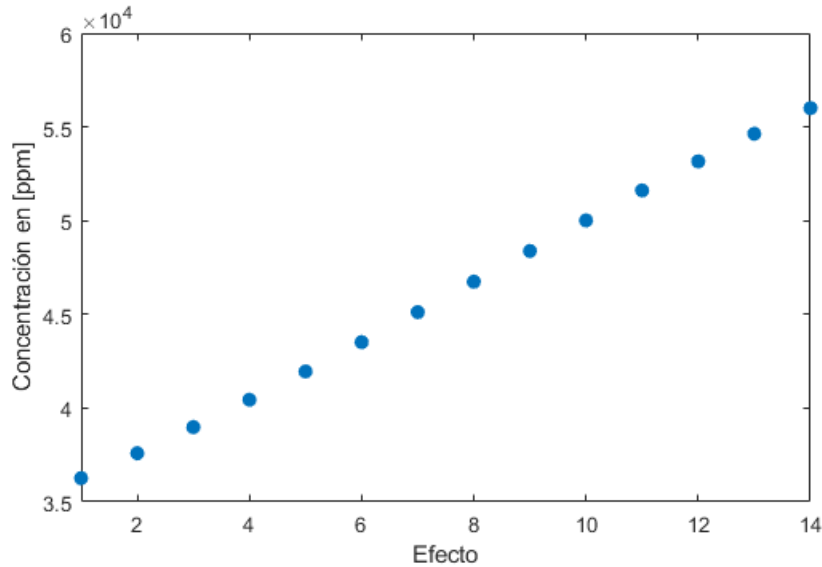


Figura 6.21: Concentración salina que posee el concentrado en cada efecto, teniendo 20 unidades.

## 6.5. Modelo CSP + PV + MED

Este modelo simplemente relaciona los resultados estacionarios en la condición de diseño, junto con la planta MED. Más adelante, con la simulación transiente de la planta MED, se tendrá el modelo combinado final. A modo de resumen, lo generado en estado estacionario tanto por la planta CSP, PV y MED se muestra en la tabla 6.5

Tabla 6.5: Generación eléctrica y producción de agua desalinizada para el caso estacionario, obtenidos en base a la condición de diseño.

Generación CSP [MW]	Generación PV [MW]	Generación MED [kg/s]
110	100	881,67

## 6.6. Variación de la Temperatura de Condensación

Para la variación de la temperatura de condensación, se realizó un análisis paramétrico en SAM. Aquí, se determinó la energía anual producida en función de la temperatura de condensación. Los resultados se muestran en el gráfico de la Figura 6.22. Con una temperatura de 50 a 80 [°C] la generación es prácticamente constante. Sobre 80 [°C], decae rápidamente, por lo que no es recomendable una temperatura mayor. Llegando a los 100 [°C], la generación nuevamente crece, pero nunca es capaz de volver a la generación inicial. Si bien es bueno tener una temperatura alta para la planta MED, debido a que su temperatura óptima de operación es de 70 - 75 [°C] para el primer efecto, además de poder tener áreas de intercambio más pequeñas por la diferencia mayor de temperatura, esto no es beneficioso para la planta CSP. Como es un estudio en el cuál el agua desalinizada es un subproducto, priorizando la generación eléctrica, la temperatura de condensación no debe sobrepasar los 85 [°C]. Por otro lado, tampoco debe bajar mucho más de 70 [°C] para no correr riesgo de incrustaciones en la

planta MED.

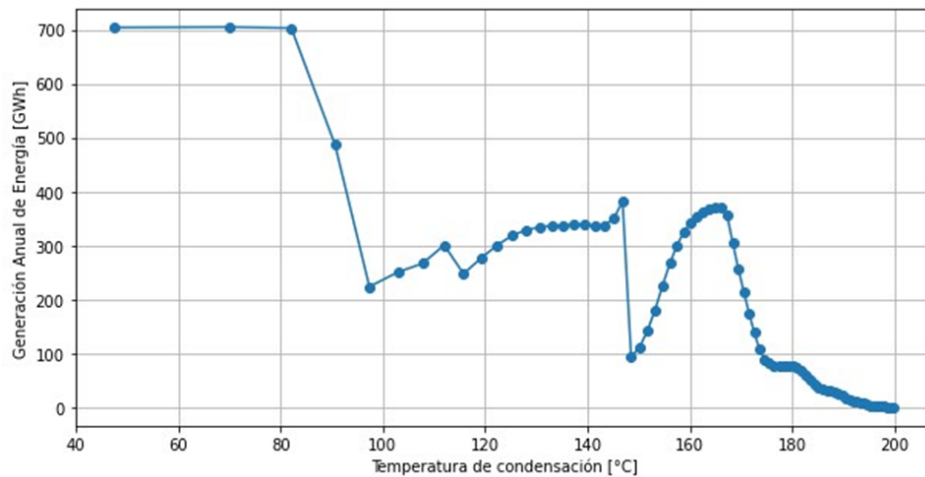


Figura 6.22: Variación en la energía anual generada por la planta CSP en función de la temperatura de condensación.

Al mantener todos los parámetros del ciclo de potencia, entre ellos el rendimiento, y solo variar la temperatura de condensación, SAM dimensiona nuevamente el sistema, dado que es una nueva condición del diseño. Con esto, el valor del calor entregado a la planta MED sigue siendo el mismo, es decir, 207,919 [MW]. Al variar la temperatura, para que el calor se mantenga constante, el flujo de vapor debe cambiar. En el gráfico 6.23 se muestra el flujo de vapor que ingresa a la planta MED en función de la temperatura de condensación.

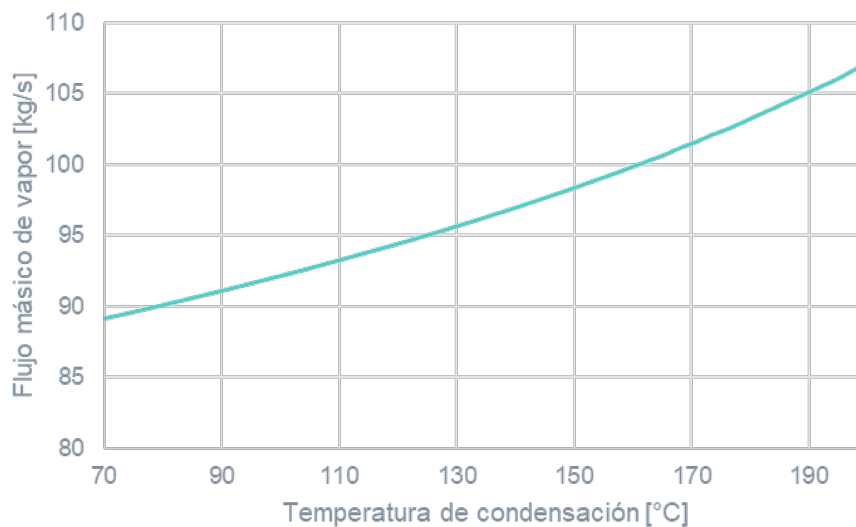


Figura 6.23: Variación del flujo de vapor que ingresa a la planta MED en función de la temperatura de condensación.

Al priorizar la producción eléctrica, se estudió la variación de temperatura de vapor en el primer efecto para la planta MED, en un intervalo de 52 a 86 [°C]. Al hacer esto, la producción se mantuvo constante en cada una de las unidades, al igual que el GOR y el porcentaje de

recuperación. Esto dado a que el calor intercambiado en el primer efecto es el mismo, por lo que se busca producir la misma cantidad de agua. En las Figuras 6.24, 6.25 y 6.26, se muestran los resultados.

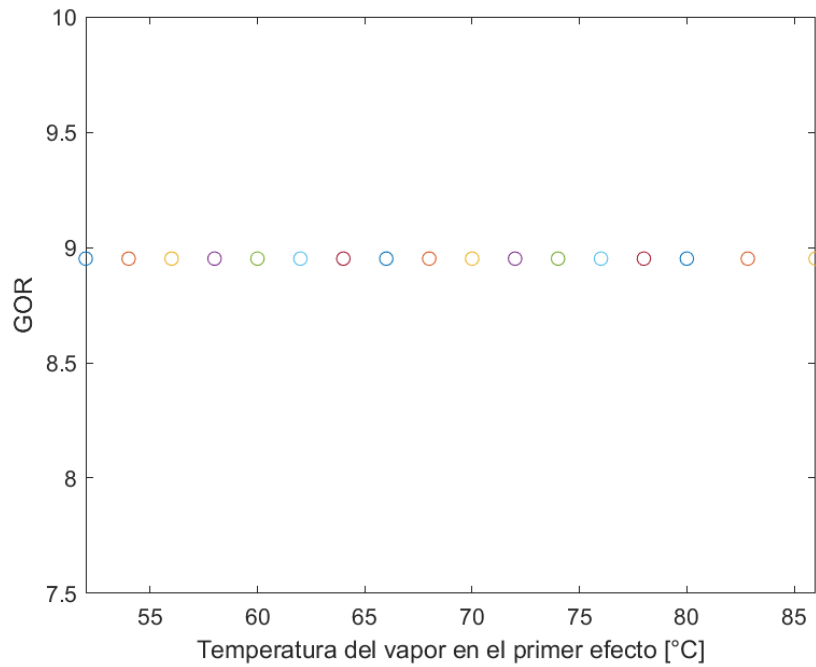


Figura 6.24: GOR en función de la temperatura del vapor que ingresa en el primer efecto.

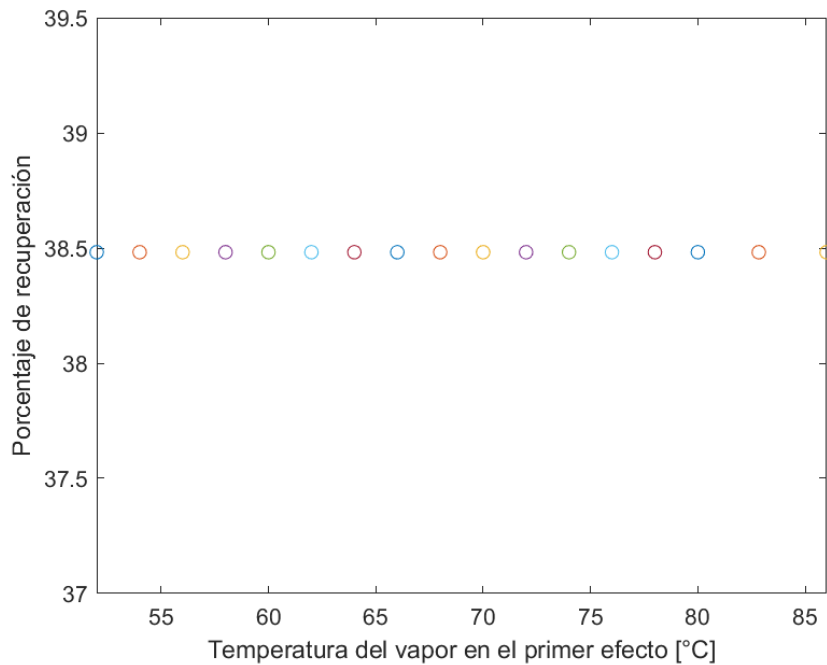


Figura 6.25: Porcentaje de recuperación en función de la temperatura del vapor que ingresa en el primer efecto.

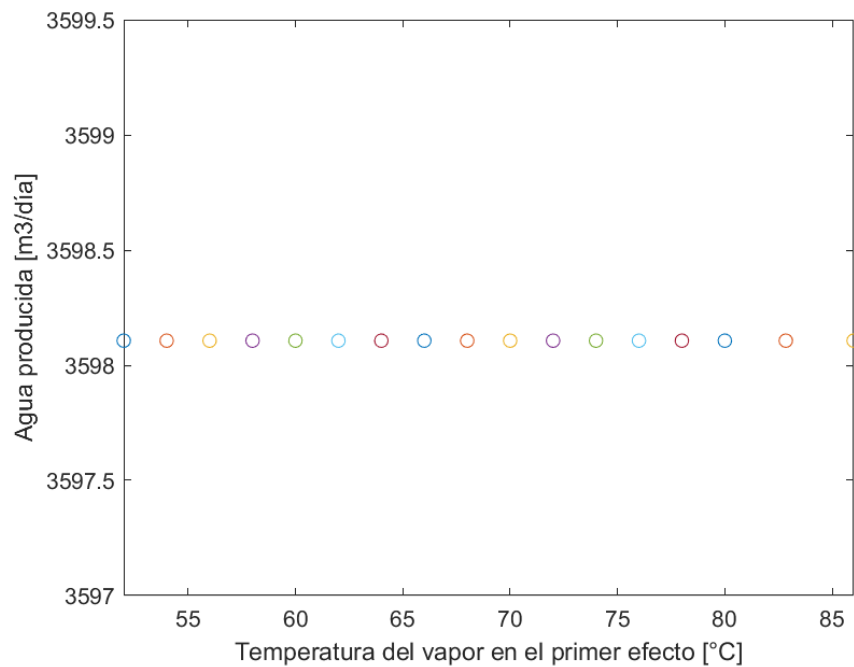


Figura 6.26: Agua producida en función de la temperatura del vapor que ingresa en el primer efecto.

Al mantenerse todos los indicadores prácticamente constantes, lo que cambia es el dimensionamiento de la planta. A medida que aumenta la temperatura, las áreas de intercambio de los efectos van disminuyendo, mientras que las áreas de intercambio de los precalentadores van aumentando. Sin embargo, el aumento de las áreas de los precalentadores es considerablemente menor a la disminución del área de los efectos. En el Anexo G pueden verse las áreas de intercambio para todas las temperaturas estudiadas. Es importante mencionar que la producción en este caso corresponde a la de la condición de diseño, dado que se está utilizando el modelo estacionario. Si se mantuvieran las áreas fijas y cambian las condiciones de operación, la producción debe cambiar. Esto se verá reflejado en la operación transiente que se mostrará más adelante.

Es importante mencionar que el estudio se hizo a partir de una temperatura de 52 [°C] dado que, con una temperatura menor el modelo no fue capaz de dimensionar la planta por las áreas muy elevadas. Esto se produce a causa de la diferencia muy pequeña de temperatura que existe en cada efecto, lo que no permite su cálculo correctamente. Es claro notar en las figuras del Anexo G, que desde los 60 [°C] las áreas de los efectos comienzan a seguir la tendencia esperada en una planta MED.

## 6.7. Variación del Flujo de Agua de Mar

Como el agua de mar es la encargada de condensar el vapor que ingresa al primer efecto, al tener variaciones, significa que puede no ser suficiente para condensar todo el vapor necesario. Es por ello que se propone un segundo Layout (ver Figura 6.27), en el cual, paralelo a la planta MED, se ubica un condensador. Así, cuando el flujo de agua de mar disminuye, parte del vapor puede ir al condensador y el ciclo sigue su funcionamiento con normalidad.

Esta configuración es útil para los casos en que existe una mayor demanda de agua por parte de las minas, y no se puede extraer toda el agua necesaria, como también en caso de fallas técnicas en los acueductos. Como se prioriza la generación eléctrica sobre la hídrica, es importante mantener el funcionamiento estable de la planta CSP.

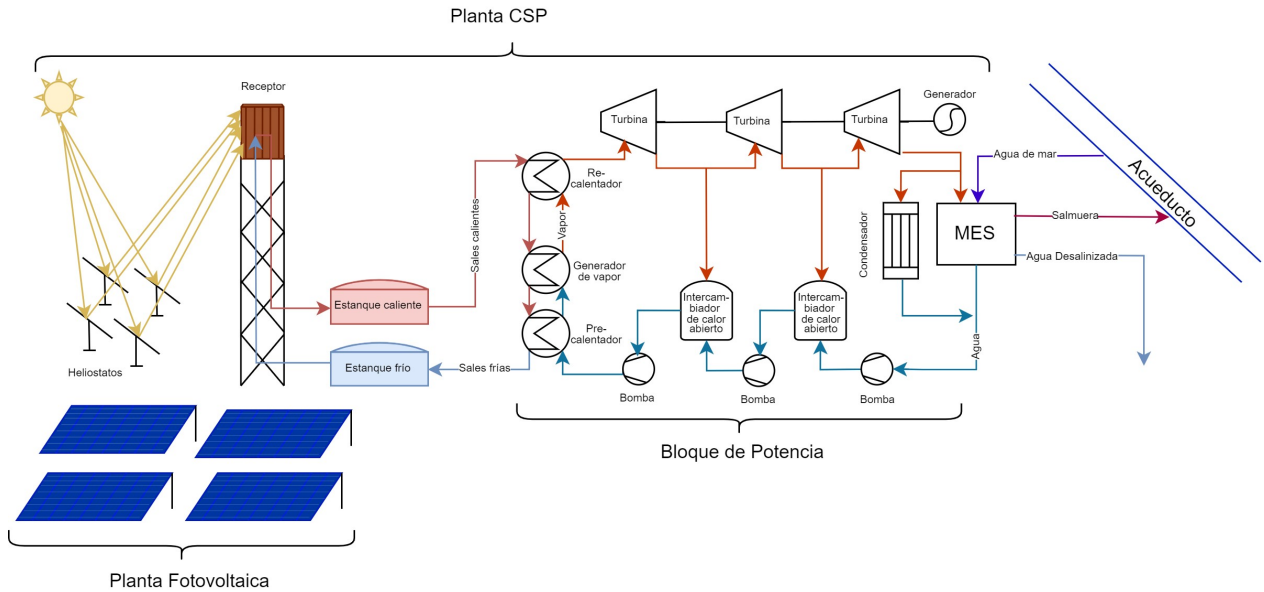


Figura 6.27: Layout de la planta considerando un condensador en paralelo.

Al hacer la variación del flujo de agua de mar, solo se realizó con flujos menores al requerido para el 100 % del calor disponible de la condensación. En primer lugar, se consideró que las 20 unidades siguen funcionando en paralelo, con menores flujos de agua de mar. A continuación, en las figuras 6.28, 6.29 y 6.30, se presentan los resultados obtenidos:

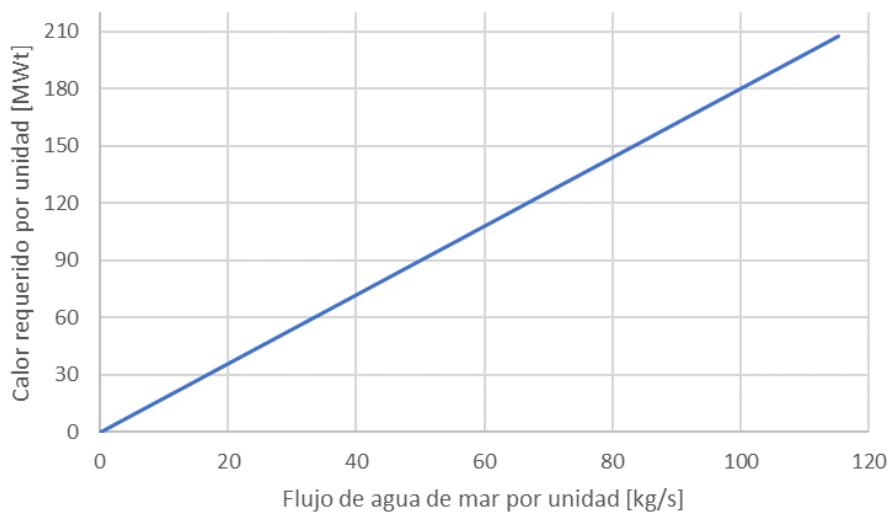


Figura 6.28: Calor utilizado según el flujo de agua de mar que ingresa a cada unidad de la planta MED.

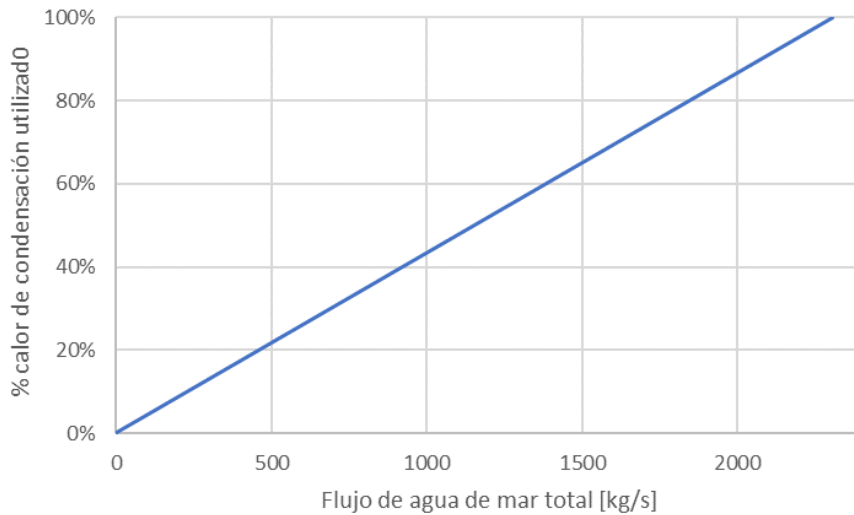


Figura 6.29: Porcentaje del calor utilizado en función del flujo de agua de mar total que ingresa a la planta MED.

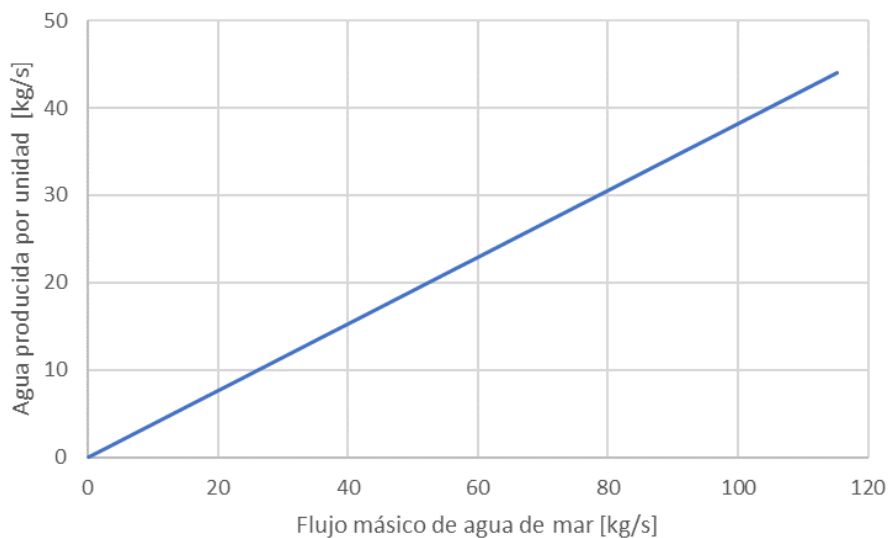


Figura 6.30: Agua producida por unidad en función del flujo de agua de mar total que ingresa a la planta MED.

Como era de esperar, al tener un menor flujo de agua de mar ingresando a la planta, también disminuye la producción de agua desalinizada.

Cabe señalar que nuevamente se realizó el modelo en estado estacionario, donde las áreas son variables. Al mantener las áreas fijas del caso base calculado, estos resultados pueden cambiar, pero debiesen mantener su tendencia ascendente. Otro aspecto a considerar, es que el GOR se mantuvo en 9,96 y la RR en 38,24 %.

De las Figuras 6.31, 6.32 y 6.33 se puede notar que a medida que aumenta el flujo de agua que ingresa a la planta, las áreas de intercambio son mayores. Esto indica que, en ca-

so de requerir una disminución de las áreas de intercambio, una alternativa sería utilizar un menor flujo y tener el condensador en paralelo como se planteó en el Layout de la Figura 6.27

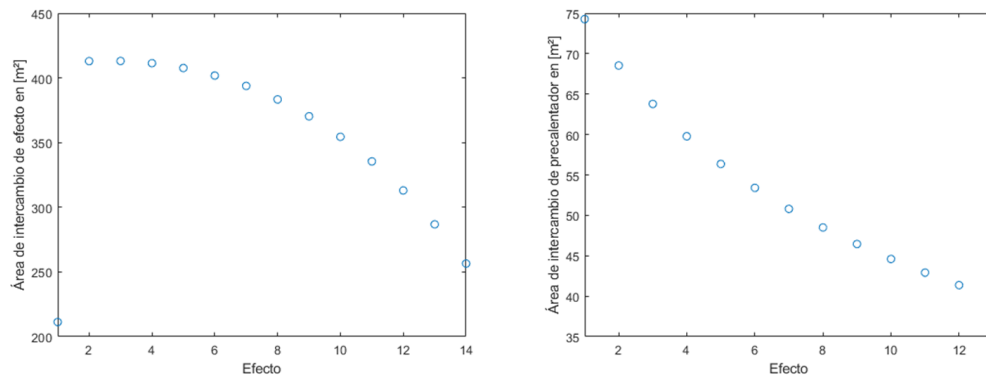


Figura 6.31: Áreas de intercambio considerando un 25 % del flujo de agua de alimentación.

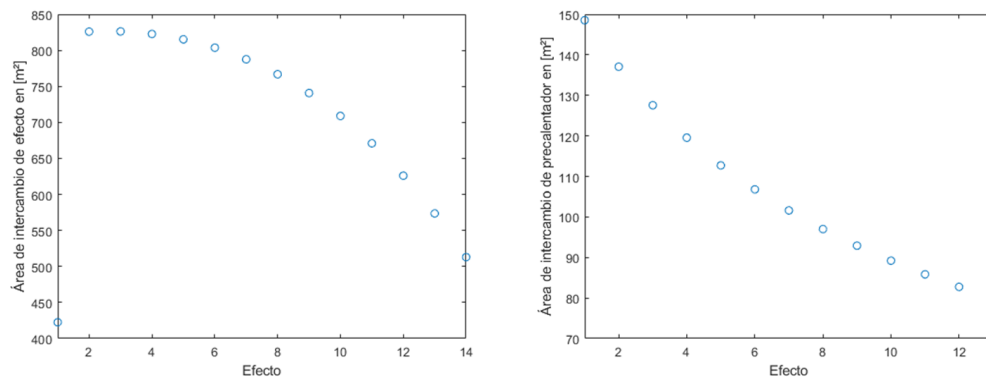


Figura 6.32: Áreas de intercambio considerando un 50 % del flujo de agua de alimentación.

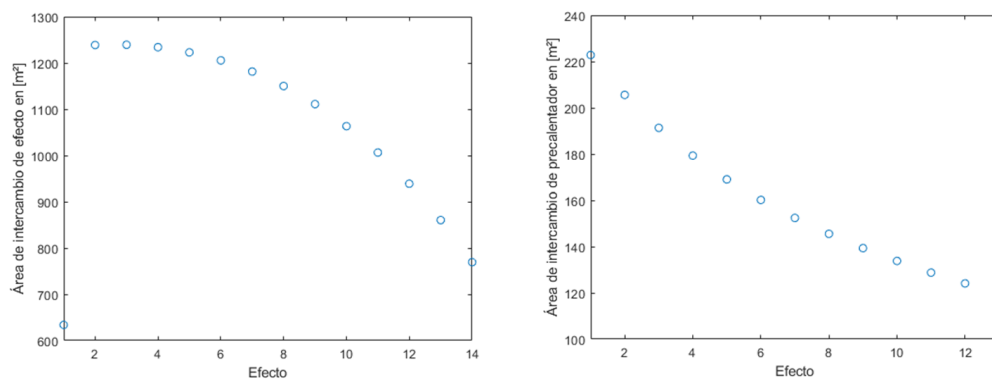


Figura 6.33: Áreas de intercambio considerando un 75 % del flujo de agua de alimentación.

## 6.8. Modelo MED Transiente

Para el modelo MED transiente, como inputs se dieron los calores y temperaturas de condensación, durante 24 horas, para cada día característico. En los gráficos de las Figuras 6.34, 6.35, 6.36 y 6.37, se observan los datos utilizados como parámetros de entrada, manteniendo el resto de los inputs fijos, con los valores mostrados en la Tabla 6.3.

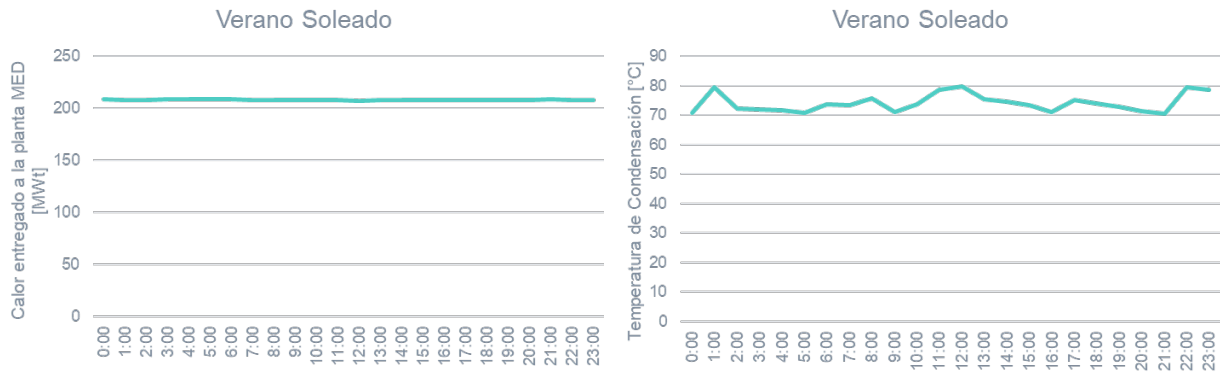


Figura 6.34: Condiciones de entrada a la planta MED para un día soleado de verano.

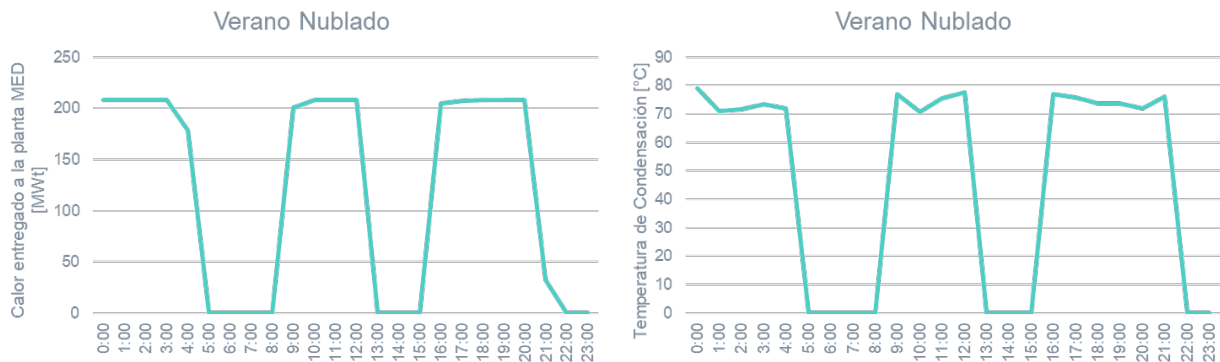


Figura 6.35: Condiciones de entrada a la planta MED para un día nublado de verano.



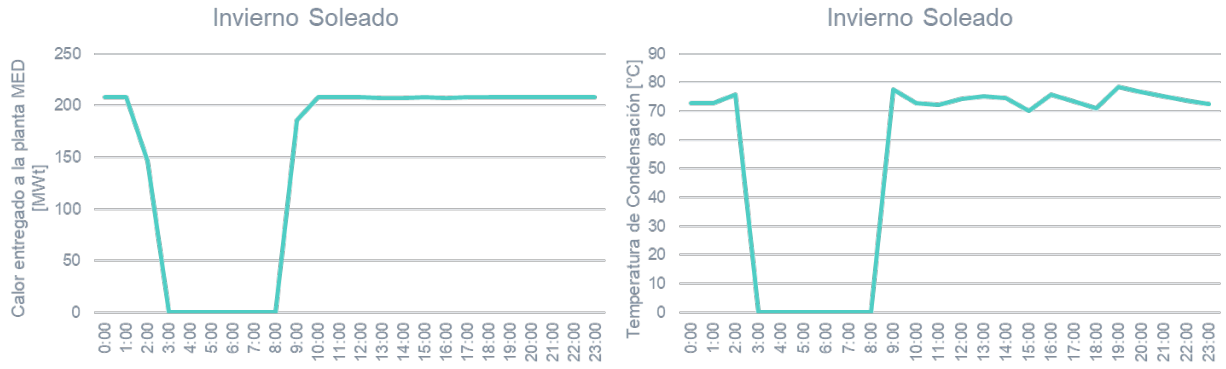


Figura 6.36: Condiciones de entrada a la planta MED para un día soleado de invierno.

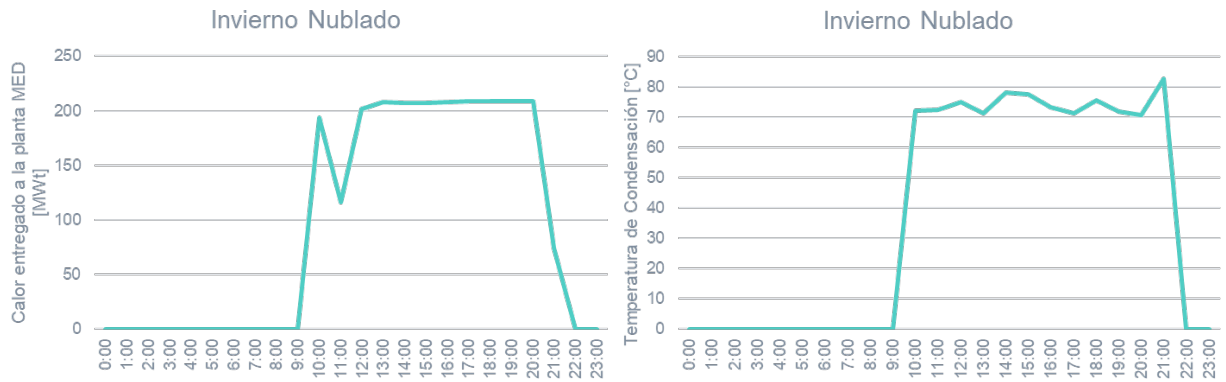


Figura 6.37: Condiciones de entrada a la planta MED para un día nublado de invierno.

A modo de validación, se dieron de input las condiciones de operación del estado estacionario, obteniendo los resultados de la tabla 6.6.

Tabla 6.6: Tabla comparativa entre los resultados obtenidos en el modelo computacional transiente y estacionario para las mismas condiciones de operación.

	<b>Modelo transiente</b>	<b>Modelo estacionario</b>	<b>%Error</b>
Agua requerida por módulo [kg/s]	114,98	114,98	0,0 %
Agua requerida total [kg/s]	2299,67	2299,67	0,0 %
Agua desalinizada por módulo [kg/s]	43,14	44,08	2,1 %
Agua desalinizada total [kg/s]	862,78	881,67	2,1 %
GOR	9,68	9,96	2,8 %
RRp	37,52	38,34	2,1 %

Se puede observar que los porcentajes de error son bajos, por lo que solo queda verificar que cambiando las condiciones de operación, los resultados sigan siendo consistentes.

Cambiando las condiciones de operación a las mostradas en las Figuras 6.34, 6.35, 6.36 y 6.37, la producción de agua desalinizada a lo largo del día se puede observar en las Figuras 6.38, 6.39, 6.40 y 6.41, mostradas a continuación.

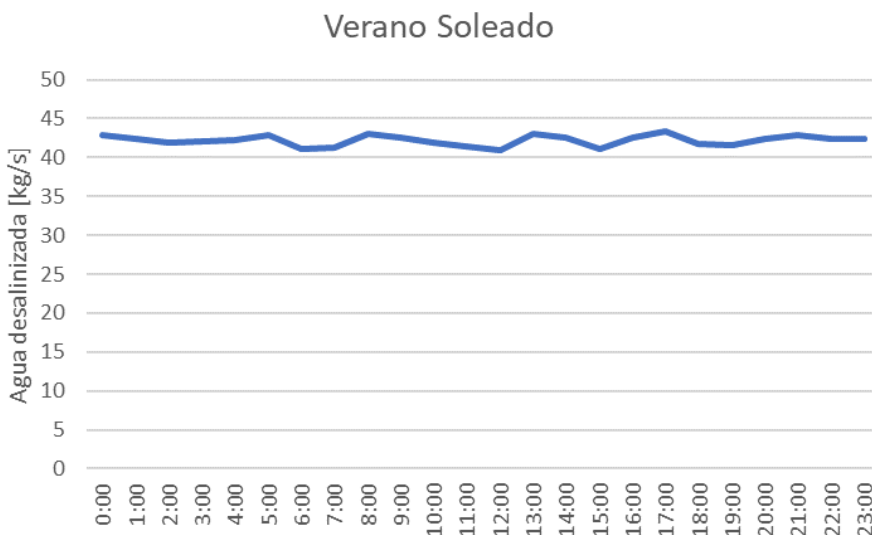


Figura 6.38: Producción de agua desalinizada un día soleado de verano.

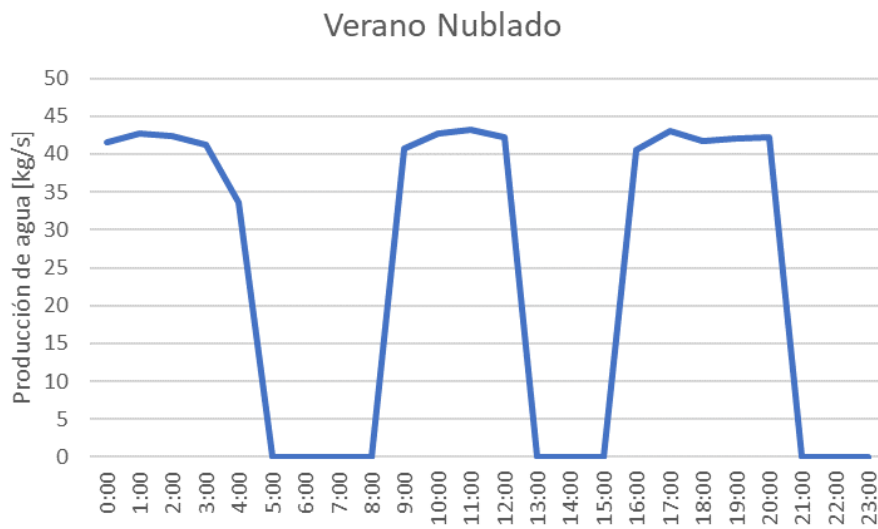


Figura 6.39: Producción de agua desalinizada un día nublado de verano.

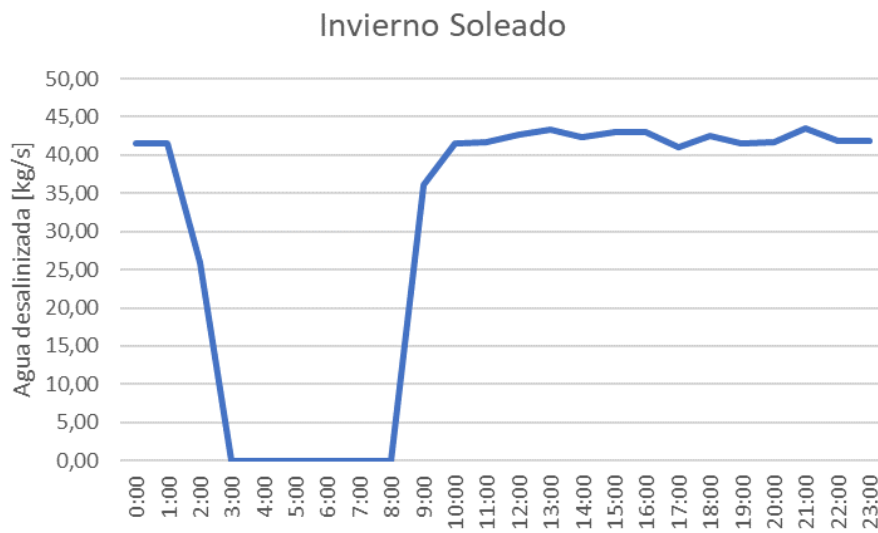


Figura 6.40: Producción de agua desalinizada un día soleado de invierno.

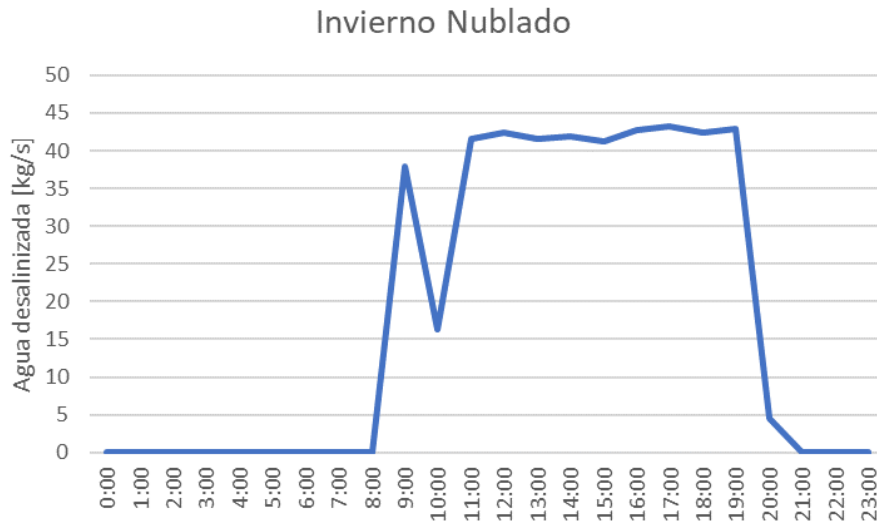


Figura 6.41: Producción de agua desalinizada un día nublado de invierno.

Se puede notar que los resultados obtenidos son consistentes a lo esperado, por lo que el modelo queda validado. El comportamiento de la producción de agua es similar al del calor transferido en el primer efecto. Sin embargo, existen pequeñas variaciones debido a que la temperatura de condensación no es constante. Dicho esto, se puede observar que donde existe una mayor producción de agua es en un día soleado de verano, mientras que la menor producción se genera en un día nublado de invierno. Este resultado es coherente con respecto al funcionamiento de la planta CSP.

Cabe señalar que, al considerar que el agua de alimentación de la planta MED es fija, tanto el GOR como la RR mantienen un comportamiento similar al de la producción de agua desalinizada. En el Anexo H pueden verse los gráficos del GOR y RR en cada día característico.

## 6.9. Variación de la Temperatura de Captación del Agua de Mar

Con ayuda del modelo transiente, se varió la temperatura de captación del agua de mar, manteniendo el calor y la temperatura en el primer efecto del caso base (estacionario estudiado). Aquí se analizó desde una temperatura de 13 [°C] a 23 [°C], obteniendo los resultados mostrados a continuación (Figuras 6.42 y 6.43). Para el caso de la generación eléctrica, esto no afecta debido a que en el primer efecto el flujo y la temperatura a la que llega el agua de mar es la misma que en el caso base. Esto solo afecta a la producción de agua.

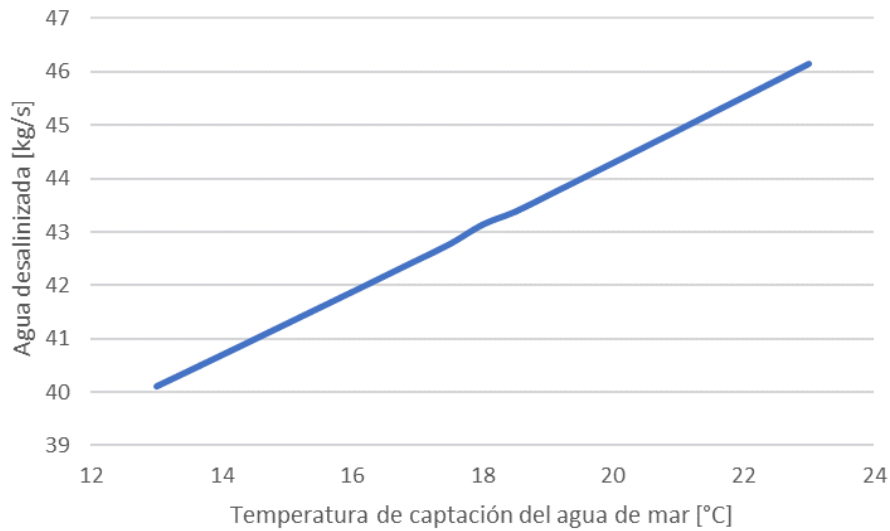


Figura 6.42: Agua desalinizada producida en función de la temperatura de captación del agua de mar.

Claramente se observa que, a medida que el agua de mar aumenta su temperatura, tanto la producción de agua desalinizada, el GOR y el porcentaje de recuperación aumentan. Esto se genera a causa de que, al ingresar el agua de mar a mayor temperatura, también se encuentra a mayor temperatura en los precalentadores, lo que provoca que deba ocurrir una menor transferencia de calor para llegar a las mismas condiciones de entrada en el primer efecto. Al existir una menor transferencia de calor, la cantidad de vapor proveniente del efecto anterior que se condensa en el precalentador disminuye, teniendo mayor flujo de vapor disponible en el efecto siguiente para condensar, provocando una mayor transferencia de calor y, por ende, mayor vapor hacia el siguiente efecto, obteniendo una mayor cantidad de agua desalinizada.

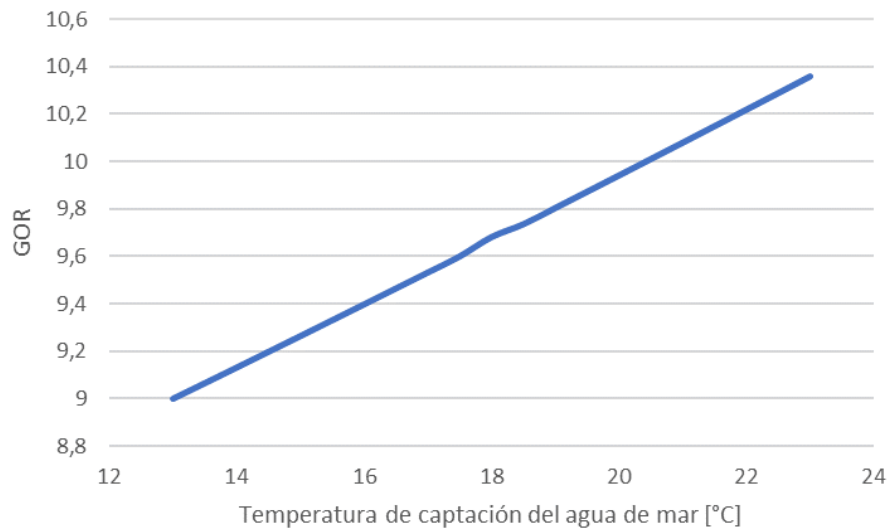


Figura 6.43: GOR obtenido en función de la temperatura de captación del agua de mar.

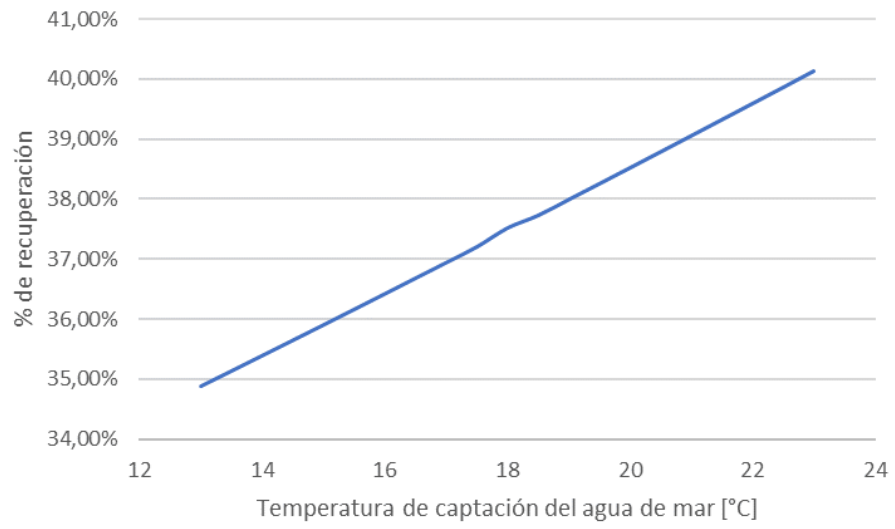


Figura 6.44: Porcentaje de recuperación en función de la temperatura de captación del agua de mar.

# 7. Conclusiones

Se puede deducir que las tecnologías seleccionadas son apropiadas para la región de Antofagasta debido a su elevado potencial en energía solar. Además, la tecnología MED se adecúa correctamente a las condiciones del bloque de potencia de la planta CSP.

La utilización estratégica de los acueductos mineros como fuente de agua para la desalinización, además de la ubicación de la planta CSP lejana a la costa, refleja un aprovechamiento eficiente de los recursos disponibles, para así tener una mayor generación de electricidad y poder obtener agua desalinizada de manera sostenible.

Se confirma la viabilidad técnica del complejo diseñado bajo diferentes condiciones de operación, destacando la contribución de la planta PV a la estabilidad de generación eléctrica del sistema. Sin embargo, la producción de agua de la planta MED depende 100 % del funcionamiento de la planta CSP.

El modelo computacional de la planta permitió obtener información detallada sobre las condiciones de operación favorables que se tienen en la región de Antofagasta. Al llevar a cabo tanto el estudio transiente como el estacionario, se desarrolló una herramienta que permite dimensionar este tipo de complejos, y su comportamiento bajo diferentes condiciones de operación.

Al variar la temperatura de condensación, se puede deducir que es posible mantener el nivel de producción eléctrica dentro de un rango de temperaturas, como también la producción de agua. Sin embargo, el factor limitante en este caso corresponde a las áreas de intercambio de los efectos, ya que, temperaturas de condensación muy bajas implican un aumento considerable en estas áreas. Es por ello que se sugiere estar en un rango entre 70 y 80 [°C], con el fin de minimizar efectos perjudiciales para la planta CSP y, al mismo tiempo, favorecer el rendimiento de la planta MED.

Respecto a la variación del flujo de agua de mar que ingresa a la planta MED, este no afecta a la producción eléctrica si se cuenta con un condensador en paralelo, que pueda compensar la falta de agua de mar para completar la condensación total del vapor proveniente de la turbina. Sin embargo, como es esperable, al tener un menor flujo de agua de mar, menor es la producción hídrica.

Al depender de la energía solar, esta es un recurso intermitente, por lo que la operación real no es constante en el tiempo. Al realizar el modelo transiente, se llegó a la conclusión de que la producción de agua es acorde a lo esperado, mostrando un comportamiento similar al

calor transferido por el vapor proveniente de la turbina. Se observaron pequeñas variaciones, a causa de que la temperatura de condensación tampoco es constante. Se determinó que el escenario más favorable para la producción eléctrica e hídrica es en un día soleado de verano, mientras que el menos favorable es en un día nublado de invierno.

En el análisis de sensibilidad de la temperatura de captación del agua de mar, se deduce que esto no afecta a la generación eléctrica dado que se mantiene el flujo y la temperatura en el primer efecto. Sin embargo, afecta a la producción de agua, aumentando a medida que la temperatura de captación es más elevada. Esto provoca que, a una temperatura de captación mayor, la planta MED sea más eficiente, obteniendo un GOR y una razón de recuperación mayor.

Al haber priorizado la producción de energía solar, es importante destacar la capacidad de adaptación de la planta MED a las diferentes condiciones de operación, sin comprometer la estabilidad de la planta CSP. Esta capacidad de adaptación se evidenció tanto en el modelo transiente como al variar los distintos parámetros.



## 8. Recomendaciones

Para trabajos futuros se recomienda llevar a cabo la simulación transiente de la planta CSP mediante el software TRNSYS. Esto permitiría generar intervalos de tiempo mas pequeños y así refinar el modelo transiente de la planta MED.

Por otro lado, también se podría extender el estudio de este tipo de plantas a otras localidades, no solo a la región de Antofagasta. Además, sería beneficioso explorar diferentes capacidades de generación para las plantas CSP y PV, eligiendo aquellas que se integren de mejor manera con la planta MED.

Adicionalmente, se podría programar un modelo de despacho que aproveche de mejor manera la integración CSP + PV para generar una potencia base, no sólo su funcionamiento en paralelo. La planta CSP puede tomar el rol de almacenamiento energético, aportando con una mayor cantidad de energía a la red eléctrica en los momentos en que la generación de la planta PV disminuye. Con esto, sería posible otorgar mayor estabilidad al sistema de generación eléctrica.

Otro punto importante a abordar, es la evaluación económica del sistema propuesto. Si bien ya se llegó a la conclusión de que es técnicamente factible, aún es necesario hacer una investigación más profundizada para determinar su factibilidad económica. Hay que considerar además, que se le está extrayendo un porcentaje del agua de mar a las mineras, lo cual tiene un costo para el proyecto y puede ser un impedimento para su realización si no se consiguen los acuerdos necesarios.

# Bibliografía

- [1] NACIONES UNIDAS (ONU). ¿Qué es el cambio climático?. [En línea] <https://www.un.org/es/climatechange/what-is-climate-change>
- [2] NACIONES UNIDAS (ONU). Energías renovables: energías para un futuro más seguro. [En línea] <https://www.un.org/es/climatechange/raising-ambition/renewable-energy>
- [3] DIRECCIÓN GENERAL DE AGUAS (DGA), GOBIERNO DE CHILE. Decretos declaración zona de escasez vigentes. [En línea] <https://dga.mop.gob.cl/administracionrecursoshidricos/decretosZonasEscasez/Paginas/default.aspx>
- [4] BULL, A. T., ANDREWS, B. A., DORADOR, C., Y GOODFELLOW, M. 2018. Introducing the Atacama Desert. *Antonie van Leeuwenhoek* vol. 111, pp. 1269–1272. doi: 10.1007/s10482-018-1100-2.
- [5] MINISTERIO DE ENERGÍA, GOBIERNO DE CHILE. 2022. Política Energética Nacional. [En línea] [https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pen\\_2050\\_-\\_actualizado\\_marzo\\_2022\\_0.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pen_2050_-_actualizado_marzo_2022_0.pdf)
- [6] ELECTRICIDAD. 2012. Chile posee la mayor radiación solar del planeta. [En línea] <https://www.revistaei.cl/2012/10/01/chile-posee-la-mayor-radiacion-solar-del-planeta/#>
- [7] SOLARGIS. iMaps. [En línea] <https://solargis.info/imaps>
- [8] BBC. 2020. Cómo es la colosal primera planta de energía termosolar de américa latina que chile inauguró en el desierto de atacama. [En línea] <https://www.bbc.com/mundo/noticias-57489950>
- [9] ELECTRICIDAD. 2019. Los cinco proyectos de concentración solar de potencia en carpeta después de cerro dominador. [En línea] <https://www.revistaei.cl/2019/04/02/los-cinco-proyectos-csp-carpeta-despues-cerro-dominador/#>
- [10] ENERGÍA ABIERTA. Evolución de la capacidad instalada neta desde 1898. [En línea] <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/evolucion-de-la-capacidad-instalada/>
- [11] CONSEJO MINERO. Estadísticas de la industria minera en el mercado mundial y su importancia para el país. [En línea] <https://consejominero.cl/mineria-en-chile/cifras-actualizadas-de-la-mineria/>
- [12] SERNAGEOMIN. Mapa minero de chile. [En línea] <https://biblioteca.sernageomin.cl/opac/DataFiles/mapa-minero-de-chile.pdf>
- [13] BRANTES, R. y CANTALLOPTS, J. 2019. Informe de actualización del consumo energético de la minería del cobre al año 2019. Comisión Chilena del Cobre.
- [14] RAMÍRES, V. y CANTALLOPTS, J. 2020. Consumo de agua en la minería del cobre

- al 2019. Comisión Chilena del Cobre.
- [15] RODRÍGUEZ, C., VEAS, M. A., PIANO, C. D., VICUÑA, S., DONOSO, G., Y BARTON, J. 2018. Desafíos en agua y energía en regiones mineras desérticas. Universidad Católica del Norte.
- [16] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. 2022. Anuario Estadístico de Energía. CNE.
- [17] COMISIÓN CHILENA DEL COBRE (COCHILCO). 2022. Proyección del consumo de energía eléctrica en la minería del cobre 2022-2033. COCHILCO.
- [18] DIRECCIÓN GENERAL DE AGUAS (DGA). 2017. Estimación de la Demanda Actual, Proyecciones Futuras y Caracterización de la Calidad de los Recursos Hídricos en Chile. Ministerio de Obras Públicas.
- [19] COMISIÓN NACIONAL DEL COBRE (COCHILCO). 2022. Consumo de agua en la minería del cobre. COCHILCO.
- [20] COMISIÓN NACIONAL DEL COBRE (COCHILCO). 2022. Proyección de demanda de agua en la minería del cobre. COCHILCO.
- [21] MORENO, P. A., ARAL, H., CUEVAS, J., MONARDES, A., ADARO, M., NORRIGATE, T., Y BRUCKARD, W. 2011. The use of seawater as process water at las luces copper-molybdenum beneficiation plant in taltal (chile). *Minerals Engineering*, vol. 24, no. 8, pp. 852–858. doi: 10.1016/j.mineng.2011.03.009.
- [22] CRUZ, C., HERRERA-LEÓN, S., CALISAYA-AZPILCUETA, D., SALAZAR, R., CISTERNAS, L. A., Y KRASLAWSKI, A. 2022. Using waste brine from desalination plant as a source of industrial water in copper mining industry. *Minerals*, vol. 12, no. 9, p. 1162. doi: 10.3390/min12091162.
- [23] Velásquez-Yévenes, L. y Quezada-Reyes, V. 2018. Influence of seawater and discard brine on the dissolution of copper ore and copper concentrate. *Hydrometallurgy*, vol. 180, pp. 88–95, doi: 10.1016/j.hydromet.2018.07.009.
- [24] MINISTERIO DE ENERGÍA, GOBIERNO DE CHILE. Explorador solar. [En línea] <https://solar.minenergia.cl/exploracion>
- [25] MINISTERIO DE ENERGÍA, GOBIERNO DE CHILE. 2022. Compendio Cartográfico Proyectos e Instalaciones de generación eléctrica en Chile. Ministerio de Energía.
- [26] CERRO DOMINADOR. Complejo solar cerro dominador planta termosolar. [En línea] <https://cerrodominador.com/proyectos/>
- [27] RĂBOACĂ, M. S., BADEA, G., ENACHE, A., FILOTE, C., RĂSOI, G., RATA, M., LAVRIC, A., Y FELSEGHI, R. 2019. Concentrating solar power technologies. *Energies*, vol. 12, no. 6, pp. 1–17. doi: 10.3390/en12061048.
- [28] PITZ-PAAL, R. 2020. 19 - concentrating solar power, en *Future Energy (Third Edition)* (Letcher, T. M., ed.), pp. 413–430, Elsevier, third edition ed. doi: 10.1016/B978-0-08-102886-5.00019-0.
- [29] MORAGA R., F. 2022. Techno-economic analysis of the inegration of large-scale hydrogen production and a hybrid CSP+PV plant in northern Chile. Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, mención Mecánica. Universidad de Chile.
- [30] HERRMANN, U., KELLY, B., Y PRICE, H. 2004. Two-tank molten salt storage for parabolic trough solar power plants. *Energy*, vol. 29, no. 5, pp. 883–893. doi: 10.1016/S0360-

- [31] ORTEGA, J. I., BURGALETA, J. I., Y TÉLLEZ, F. M. 2008. Central receiver system solar power plant using molten salt as heat transfer fluid. *Journal of Solar energy engineering*, vol. 130, no. 2. doi: 10.1115/1.2807210.
- [32] MORAN, M. J., SHAPIRO, H. N., BOETTNER, D. D., Y BAILEY, M. B. 2010. *Fundamentals of engineering thermodynamics*. John Wiley Sons.
- [33] GORJIAN, S. Y SHUKLA, A. 2020. *Photovoltaic solar energy conversion: technologies, applications and environmental impacts*. Academic Press.
- [34] GUO, S., WALSH, T. M., Y PETERS, M. 2013. Vertically mounted bifacial photovoltaic modules: A global analysis. *Energy*, vol. 61, pp. 447–454. doi: 10.1016/j.energy.2013.08.040.
- [35] CATRINI, P., CIPOLLINA, A., GIACALONE, F., MICALE, G., PIACENTINO, A., Y TAMBURINI, A. 2018. Chapter 12 - thermodynamic, exergy, and thermoeconomic analysis of multiple effect distillation processes, en *Renewable Energy Powered Desalination Handbook* (Gude, V. G., ed.), pp. 445–489. Butterworth-Heinemann. doi: 10.1016/B978-0-12-815244-7.00012-X.
- [36] VALENZUELA, C. A. 2017. *Modelación de una planta solar híbrida CSP+ FV para poligeneración*. Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [37] Al-Karaghoul, A. y Kazmerski, L. L. 2013, Energy consumption and water production cost of conventional and renewable-energy-powered desalination processes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 24, pp. 343–356. doi: 10.1016/j.rser.2012.12.064.
- [38] KALOGIROU, S. A. 2014. Chapter 8 - solar desalination systems, en *Solar Energy Engineering (Second Edition)* (Kalogirou, S. A., ed.), pp. 431–479. Boston: Academic Press, second edition ed. doi: 10.1016/B978-0-12-397270-5.00008-X.
- [39] ZURITA, A., MATA-TORRES, C., VALENZUELA, C., CARDEMIL, J. M., Y ESCOBAR, R. A. 2018. Techno-economic analysis of a hybrid csp+ pv plant integrated with tes and bess in northern chile, en *AIP Conference Proceedings*, vol. 2033, p. 180013. AIP Publishing LLC. doi: 10.1063/1.5067185.
- [40] SOLARI SAN MARTÍN, M. 2019. *Factibilidad de generación eléctrica solar térmica y fotovoltaica en la Región de Atacama*. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Mecánico. Universidad de Chile
- [41] GRUPO TSK. Central solar Híbrida NOOR Midelt 800 MW. [En línea] <https://www.grupotsk.com/proyecto/central-solar-hibrida-noor-midelt-800-mw/>
- [42] MATA-TORRES, C., ESCOBAR, R. A., CARDEMIL, J. M., SIMSEK, Y., Y MATUTE, J. A. 2017. Solar polygeneration for electricity production and desalination: Case studies in venezuela and northern chile. *Renewable energy*, vol. 101, pp. 387–398. doi: 10.1016/j.renene.2016.08.068.
- [43] CASIMIRO, S., CARDOSO, J., ALARCÓN-PADILLA, D.-C., TURCHI, C., IOAKIMIDIS, C., Y MENDES, J. F. 2014. Modeling multi effect distillation powered by csp in TRNSYS. *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 2241–2250. doi: 10.1016/j.egypro.2014.03.237.
- [44] GACITÚA, J. A., PALMA-BEHNKE, R., CARDEMIL, J. M., CERDA, M. T., GODOY, F., Y DINTER, F. 2022. Assessing the synergy between a seawater pumping system for

- mining facilities and the cooling system of a csp plant in northern chile. *Journal of Cleaner Production*, vol. 346, p. 131052. doi: 10.1016/j.jclepro.2022.131052
- [45] MATA-TORRES, C., PALENZUELA, P., ALARCÓN-PADILLA, D.-C., ZURITA, A., CARDEMIL, J. M., Y ESCOBAR, R. A. 2021. Multi-objective optimization of a concentrating solar power+ photovoltaic+ multi-effect distillation plant: Understanding the impact of the solar irradiation and the plant location. *Energy Conversion and Management: X*, vol. 11, p. 100088. doi: 10.1016/j.ecmx.2021.100088.
- [46] MATA-TORRES, C., ESCOBAR, R. A., Y CARDEMIL, J. M. 2018. Techno-economic analysis of CSP+PV+MED plant: Electricity and water production for mining industry in northern chile, en *AIP Conference Proceedings*, vol. 2033, p. 180007. AIP Publishing LLC. doi: 10.1063/1.5067179.
- [47] GACITÚA. J. 2020. Factibilidad técnico económica del uso combinado de bombeo de agua salada para una instalación minera y el sistema de enfriamiento de una central solar de concentración en el Norte de Chile. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico. Universidad de Chile.
- [48] ENEL. Planta Sol de Lila. [En línea] <https://www.enel.cl/es/conoce-enel/nuestras-centrales/planta-sol-de-lila.html>
- [49] LOBOS. S. 2015. Evaluación de factibilidad de tecnologías para desalinizar agua, por medio de energía solar térmica en el norte de Chile. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Mecánico. Universidad de Chile.
- [50] JIMÉNEZ NÚÑEZ, A. 2017. Estudio de localización para el empleo de energía solar térmica de generación eléctrica en localidades de las regiones de Antofagasta, Atacama y Coquimbo. Memoria para optar al título de Ingeniero civil mecánico. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Universidad de Chile.
- [51] SIERRA GORDA S.C.M. 2012. Declaración de Impacto Ambiental, Abastecimiento de Agua Proyecto Sierra Gorda. [En Línea] <https://seia.sea.gob.cl/documentos/documento.php?idDocumento=7524552>
- [52] SIERRA GORDA S.C.M. 2012. Declaración de Impacto Ambiental, Proyecto Modificación Acueducto Proyecto Sierra Gorda. [En Línea] <https://seia.sea.gob.cl/documentos/documento.php?idDocumento=7618036>
- [53] MINERA CENTINELA. 2015. Estudio de Impacto Ambiental, Desarrollo Minera Centinela. [En Línea] <https://seia.sea.gob.cl/documentos/documento.php?idDocumento=7618036>
- [54] SERVICIO DE IMPUESTOS INTERNOS. Cartografía digital SII mapas. [En línea] <https://www4.sii.cl/mapasui/internet/#/contenido/index.html>
- [55] MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE, GOBIERNO DE CHILE. Registro de Áreas Protegidas. [En línea] <http://areasprotegidas.mma.gob.cl/>
- [56] CORPORACIÓN NACIONAL DEL DESARROLLO INDÍGENA (CONADI), GOBIERNO DE CHILE. Mapa de territorio indígena. [En línea] <https://siic.conadi.cl/>
- [57] MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS, GOBIERNO DE CHILE. Asuntos indígenas. [En línea] <https://www.mop.cl/asuntosindigenas/Paginas/Mapas.aspx>
- [58] INSTITUTO DE POLÍTICAS PÚBLICAS UCN. Sistema de Información Territorial.

- [En línea] <https://visor.sitantofagasta.cl/capa/visualizadordemapa/>
- [59] ALLOUHI, H., ALLOUHI, A., BUKER, M., ZAFAR, S., Y JAMIL, A. 2022. Recent advances, challenges, and prospects in solar dish collectors: Designs, applications, and optimization frameworks. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 241, p. 111743. doi: 10.1016/j.solmat.2022.111743.
- [60] ALAMI, A. H., OLABI, A., MDALLAL, A., REZK, A., RADWAN, A., RAHMAN, S. M. A., SHAH, S. K. y Abdelkareem, M. A. 2023. Concentrating solar power (CSP) technologies: Status and analysis. *International Journal of Thermofluids*, vol. 18, p. 100340. doi: 10.1016/j.ijft.2023.100340.
- [61] BUNDSCHUH, J., KACZMARCZYK, M., GHAF FOUR, N., Y TOMASZEWSKA, B. 2021. State-of-the-art of renewable energy sources used in water desalination: Present and future prospects. *Desalination*, vol. 508, p. 115035. doi: 10.1016/j.desal.2021.115035.
- [62] ISLAM, M. T., HUDA, N., ABDULLAH, A., Y SAIDUR, R. 2018. A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (CSP) technologies: Current status and research trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 987–1018. doi: 10.1016/j.rser.2018.04.097.
- [63] AL-BARQI, A. S., BUKHARIN, N., ZAZOUM, B., Y EL HASSAN, M. 2022. Design of a 100 MW concentrated solar power Linear Fresnel plant in Riyadh, Saudi Arabia: A comparison between molten salt and liquid sodium thermal energy storage. *Energy Reports*, vol. 8, pp. 697–704. doi: 10.1016/j.egyr.2022.08.055.
- [64] ENEL. Centrales de Enel en Chile. [En línea] <https://www.enel.cl/es/conoce-enel/nuestras-centrales.html>
- [65] GLOBAL ENERGY MONITOR. 2023. Rastreador de energía solar global. [En línea] <https://globalenergymonitor.org/es/projects/global-solar-power-tracker/summary-tables/>
- [66] SUSTENTABLE S.A. 2013. Declaración de Impacto ambiental Proyecto ‘‘Planta solar Cerro Dominador’’. [En línea] [https://seia.sea.gob.cl/archivos/DIA\\_ultima\\_version\\_Diciembre.pdf](https://seia.sea.gob.cl/archivos/DIA_ultima_version_Diciembre.pdf)
- [67] MATARNEH, G., AL-RAWAJFEH, M. A., Y GOMAA, M. R. 2022. Comparison review between monofacial and bifacial solar modules. *Technology audit and production reserves*, vol. 6, no. 1, p. 68. doi: 10.15587/2706-5448.2022.268955.
- [68] JONES, E., QADIR, M., VAN VLIET, M. T., SMAKHTIN, V., Y MU KANG, S. 2019. The state of desalination and brine production: A global outlook. *Science of The Total Environment*, vol. 657, pp. 1343–1356. doi: 10.1016/j.scitotenv.2018.12.076.
- [69] CURTO, D., FRANZITTA, V., Y GUERCIO, A. 2021. A review of the water desalination technologies. *Applied Sciences*, vol. 11, p. 670. doi: 10.3390/app11020670.
- [70] BENNETT, A. 2014. Current challenges in energy recovery for desalination. *Filtration + Separation*, vol. 51, no 5, p. 22-27. doi: 10.1016/S0015-1882(14)70182-X.
- [71] PLATAFORMA SOLAR DE ALMERÍA (PSA). Desalación solar MED. [En línea] <https://psa.es/es/instalaciones/desalacion/med.php>
- [72] MOSTAFAVI TEHRANI, S. S., SHORAKA, Y., NITHYANANDAM, K., Y TAYLOR, R. A. 2018. Cyclic performance of cascaded and multi-layered solid-PCM shell-and-tube thermal energy storage systems: A case study of the 19.9 MWe Gemasolar CSP plant.

- Applied Energy, vol. 228, pp. 240–253. doi: 10.1016/j.apenergy.2018.06.084
- [73] PALENZUELA, P., ALARCÓN-PADILLA, D.-C., Y ZARAGOZA, G. 2015. Large-scale solar desalination by combination with CSP: Techno-economic analysis of different options for the Mediterranean Sea and the Arabian Gulf. *Desalination*, vol. 366, pp. 130–138. doi: 10.1016/j.desal.2014.12.037.
- [74] ASTUDILLO, Á., GARCIA, M., QUEZADA, V., Y VALÁSQUEZ, L. 2023. The use of seawater in copper hydrometallurgical processing in Chile: A review. *Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy*, vol. 123, no. 7, pp. 357–364. doi: 10.17159/2411-9717/2445/2023.
- [75] YUNUS A. ÇENGEL, A. J. G. 2011. *Transferencia de calor y masa*. Mc Graw Hill.
- [76] NREL. System Advisor Model. [En línea] <https://sam.nrel.gov/>
- [77] MATHWORKS. Matlab. [En línea] <https://la.mathworks.com/products/matlab.html>
- [78] NREL. 2023. System Advisor Model (SAM) Release Notes [En línea] <https://nrel.github.io/SAM/doc/releasenotes.html>
- [79] COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL (CEN). Gráficos y Datos > Operación. [En línea] <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/potencia-transitada-por-el-sistema-de-transmision/>
- [80] ENEL. 2012. Declaración de Impacto Ambiental Proyecto “Proyecto Fotovoltaico Sol de Lila”. [En línea] <https://seia.sea.gob.cl/documentos/documento.php?idDocumento=7686747>
- [81] SOLAR REVIEWS. 2023. Bifacial solar panels: innovative and more efficient. [En línea] <https://www.solarreviews.com/blog/bifacial-solar-panels>
- [82] ELUM ENERGY. 2022. Top 5 Most Used Solar Inverters for PV Hybrid Systems in 2022. [En línea] <https://elum-energy.com/en/2022/12/15/top-5-most-used-solar-inverters-for-pv-hybrid-systems-2022/>
- [83] SHOA. Temperatura Superficial del Mar - Datos en Tiempo Real. [En línea] <https://www.shoa.cl/php/index.php>
- [84] BASTO, J. V. F. 2002. *Latitudes 7°: geografía de América*. Editorial Norma.

# Anexos



# Anexo A. Mapa de territorio indígena en la Región de Antofagasta

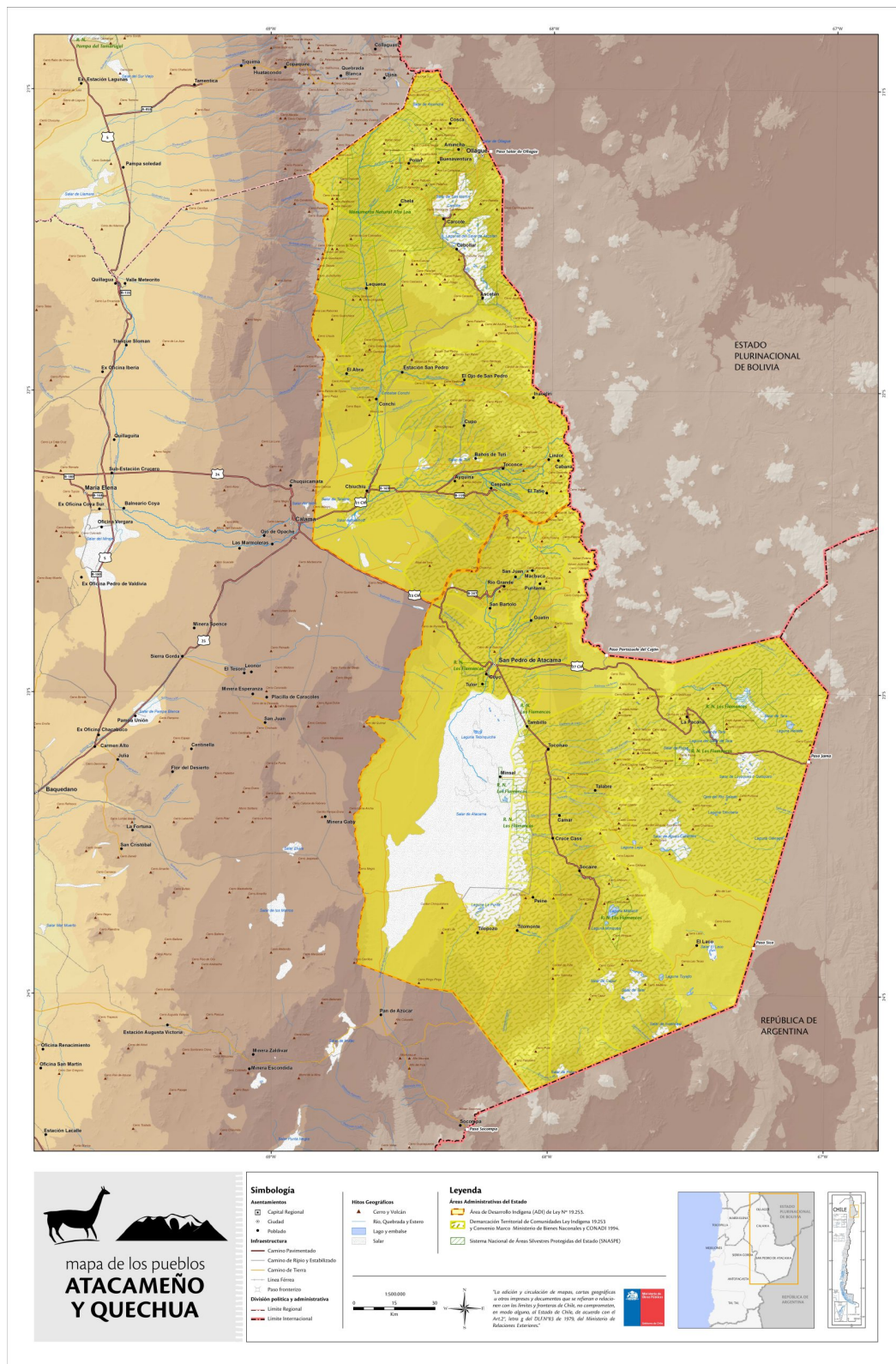


Figura A.1: Mapa del territorio indígena en la Región de Antofagasta. [57]

## Anexo B. Inputs Modelo Jorge Gacitúa

**Design Point Parameters**  
The design point parameters determine the nominal ratings of each part of the power tower system. After specifying the design point parameters here, you can specify details of each component of the system on the Heliostat Field, Tower and Receiver, Thermal Storage, and Power Cycle input pages.

<b>-Heliostat Field-</b>		<b>-Power Cycle-</b>	
Design point DNI	<input type="text" value="1080"/> W/m <sup>2</sup>	Design turbine gross output	<input type="text" value="19.9"/> MWe
Solar multiple	<input type="text" value="2.5"/>	Estimated gross to net conversion factor	<input type="text" value="0.875"/>
Receiver thermal power	<input type="text" value="144"/> MWt	Estimated net output at design (nameplate)	<input type="text" value="17"/> MWe
<b>-Tower and Receiver-</b>		Cycle thermal efficiency	<input type="text" value="0.346"/>
HTF hot temperature	<input type="text" value="565"/> °C	Cycle thermal power	<input type="text" value="58"/> MWt
HTF cold temperature	<input type="text" value="290"/> °C		
<b>-Thermal Storage-</b>			
Full load hours of storage	<input type="text" value="15"/> hours		
Solar field hours of storage	<input type="text" value="6"/> hours		

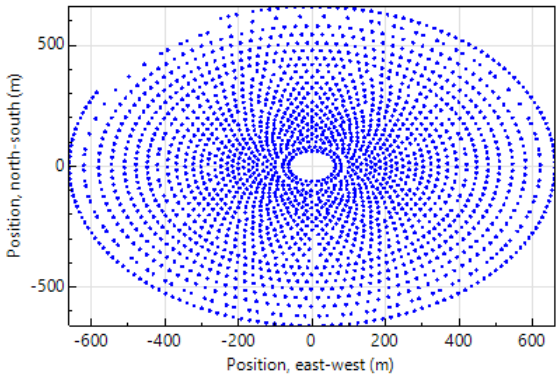
Figura B.1: Inputs de la sección “System Design” en modelo de SAM 2020.2.29.

**Heliostat Field**

	X Position	Y Position
Import...	-248.926	611.564
Export...	-605.261	263.882
Copy	-43.5121	418.043
Paste	-227.286	619.932
Heliostats:	-585.236	305.735
2070	-205.365	627.535
	-595.616	284.985
	196.991	203.163
	182.538	592.823
	-115.42	650.118
	-392.563	480.264
	-160.789	640.407
	-138.10	645.661

Generate heliostat layout using tower dimensions **Calculate**  
 Optimize heliostat layout and tower dimensions **Calculate**

Solar field geometry optimization calculates the number of heliostats above, and tower height, receiver height and diameter on Tower and Receiver page.



**Optimization Settings**

Initial optimization step size: 0.06  
Maximum optimization iterations: 200  
Optimization convergence tolerance: 0.001

---

**Heliostat Properties**

Heliostat width: 10.9 m  
Heliostat height: 10.9 m  
Ratio of reflective area to profile: 0.95  
Single heliostat area: 112.869 m<sup>2</sup>  
Image error (slope, single-axis): 1.53 mrad  
Reflected image conical error: 4.32749 mrad  
Number of heliostat facets - X: 2  
Number of heliostat facets - Y: 8  
Heliostat focusing method: Ideal  
Heliostat canting method: On-axis

**Heliostat Operation**

Heliostat stow/deploy angle: 8 deg  
Wind stow speed: 15 m/s  
Heliostat startup energy: 0.025 kWe-hr  
Heliostat tracking power: 0.055 kWe  
Design-point DNI: 1080 W/m<sup>2</sup>

**Atmospheric Attenuation**

Polynomial coefficient 0: 0.006789  
Polynomial coefficient 1: 0.1046 1/km  
Polynomial coefficient 2: -0.017 1/km<sup>2</sup>  
Polynomial coefficient 3: 0.002845 1/km<sup>3</sup>  
Average attenuation loss: 4.5 %

Figura B.2: Inputs de la sección “Heliostat Field” en modelo de SAM 2020.2.29.

**Land Area**

Non-solar field land area: 45 acres  
Solar field land area multiplier: 1.4  
Base land area: 335.357 acres  
Total land area: 514 acres  
Total heliostat reflective area: 233,640 m<sup>2</sup>

**Solar Field Layout Constraints**

Max. heliostat distance to tower height ratio: 8  
Min. heliostat distance to tower height ratio: 0.75  
Tower height: 85.3193 m  
Maximum distance from tower: 682.554 m  
Minimum distance from tower: 63.9894 m

**Mirror Washing**

Water usage per wash: 0.70 L/m<sup>2</sup>,aper.  
Washes per year: 63

**Heliostat Field Availability**

Edit losses... Constant loss: 0.0 %  
Hourly losses: None  
Custom periods: None

Availability losses reduce the solar field output to represent component outages, soiling, or other events.

Mirror reflectance and soiling: 0.9  
Heliostat availability: 0.99

Figura B.3: Inputs de la sección “Heliostat Field” en modelo de SAM 2020.2.29.

System Design Parameters	
Solar multiple	2.50
Receiver thermal power	143.8 MWt
HTF hot temperature	565.0 °C
HTF cold temperature	290.0 °C

Tower and Receiver Dimensions	
Solar field geometry optimization on the Heliostat Field page calculates new values for tower height, receiver height, and receiver diameter.	
Tower height	85.3193 m
Receiver height	13.8515 m
Receiver diameter	7.67234 m
Number of panels	16

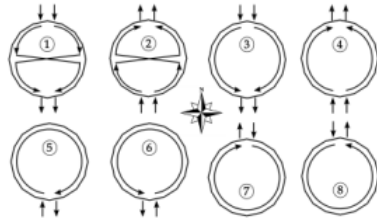
Receiver Heat Transfer Properties	
Tube outer diameter	40 mm
Tube wall thickness	1.25 mm
Coating emittance	0.88
Coating absorptance	0.94
Heat loss factor	1

Design and Operation	
Minimum receiver turndown fraction	0.25
Maximum receiver operation fraction	1.2
Receiver startup delay time	0.2 hr
Receiver startup delay energy fraction	0.25
Receiver HTF pump efficiency	0.850
Maximum flow rate to receiver	416.623 kg/s

Materials and Flow	
HTF type	Salt (60% NaNO3 40% KNO3)
Property table for user-defined HTF	Edit...
Material type	Stainless AISI316
Flow pattern	1

Receiver Flux Modeling Parameters	
Maximum receiver flux	1000 kWt/m <sup>2</sup>
Estimated receiver heat loss	30.0 kWt/m <sup>2</sup>
Receiver flux map resolution	12
Number of days in flux map lookup	8
Hourly frequency in flux map lookup	2 hours

Piping Losses	
Piping heat loss coefficient	8000 Wt/m
Piping length constant	0 m
Piping length multiplier	2.6
Piping length	221.83 m
Total piping loss	1774.64 kWt

Figura B.4: Inputs de la sección “Tower and Receiver” en modelo de SAM 2020.2.29.

System Design Parameters				
Power cycle gross output	19.9	MWe	Cycle thermal efficiency	0.346
Estimated gross to net conversion factor	0.875		Cycle thermal power	57.5145 MWt
Estimated net output (nameplate)	17.4125	MWe	HTF hot temperature	565 °C
			HTF cold temperature	290 °C

General Design Parameters					
Pumping power for HTF through power block	0.55	kW/kg/s	Cycle design HTF mass flow rate	138.9	kg/s
Fraction of thermal power needed for standby	0.2				
Power block startup time	0.5	hours			
Fraction of thermal power needed for startup	0.5				
Minimum turbine operation	0.2				
Maximum turbine over design operation	1.05				

**Rankine Cycle** ▾

Rankine Cycle Parameters			
Boiler operating pressure	100	Bar	
Steam cycle blowdown fraction	0.02		
Turbine inlet pressure control	Fixed pressure		▾
Condenser type	Evaporative		▾
Ambient temperature at design	12	°C	
ITD at design point	16	°C	
Reference condenser water dT	50	°C	
Approach temperature	5	°C	
Condenser pressure ratio	1.0028		
Min condenser pressure	9.213	inHg	
Cooling system part load levels	8		

Figura B.5: Inputs de la sección “Power Cycle” en modelo de SAM 2020.2.29.

System Design Parameters					
Cycle thermal power	57.5	MWt	HTF hot temperature	565.0	°C
Hours of storage at power cycle full load	15.0	hours	HTF cold temperature	290.0	°C

Storage System					
Storage type	Two Tank		Initial hot HTF percent	30	%
TES thermal capacity	862.7	MWt-hr	Cold tank heater temperature set point	280	°C
Available HTF volume	4,140	m <sup>3</sup>	Cold tank heater capacity	15	MWe
Tank height	20	m	Hot tank heater temperature set point	500	°C
Tank fluid minimum height	1	m	Hot tank heater capacity	30	MWe
Storage tank volume	4358	m <sup>3</sup>	Tank heater efficiency	0.99	
Parallel tank pairs	1		HTF density	1811.42	kg/m <sup>3</sup>
Tank diameter	16.7	m			
Wetted loss coefficient	0.4	Wt/m <sup>2</sup> -K			
Estimated heat loss	0.35	MWt			

Figura B.6: Inputs de la sección “Thermal Storage” en modelo de SAM 2020.2.29.

# Anexo C. Inputs Modelo CSP para Validación en SAM 2022

**Design Point Parameters**  
The design point parameters determine the nominal ratings of each part of the power tower system. After specifying the design point parameters here, you can specify details of each component of the system on the Heliostat Field, Tower and Receiver, Thermal Storage, and Power Cycle input pages.

-Heliostat Field-		-Power Cycle-	
Design point DNI	1080 W/m <sup>2</sup>	Design turbine gross output	19.9 MWe
Solar multiple	2.5	Estimated net output at design (nameplate)	19.02 MWe
Receiver thermal power	143.79 MWt	Cycle thermal efficiency	0.346
-Tower and Receiver-		Cycle thermal power	57.51 MWt
HTF hot temperature	565 °C		
HTF cold temperature	290 °C		
-Thermal Storage-			
Full load hours of storage	15 hours		
Solar field hours of storage	6.00 hours		
-Electric HTF Heater-			
Enable electric heater to charge cold HTF	<input type="checkbox"/>		
Heater multiple	1.000		
Heater thermal power	0.00 MWt		
Heater hours of storage	0.000 hours		

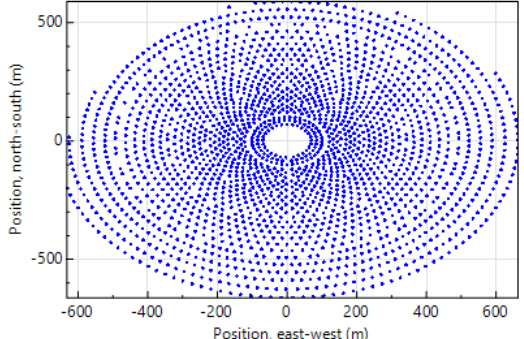
Figura C.1: Inputs de la sección “System Design” en modelo de SAM 2022.11.21.

**Heliostat Field**

	X Position	Y Position
Import...	-552.07	205.008
Export...	316.656	540.093
Copy	598.956	284.867
Paste	-90.721	581.875
Heliostats:	175.903	-158.075
2130	-625.894	15.1084
	340.206	525.578
	-166.839	564.778
	610.956	258.13
	363.092	510.035
	-64.9275	585.315
	-632.179	-200.619
	366.702	-216.27

Generate heliostat layout using tower dimensions 
  
 Optimize heliostat layout and tower dimensions

Solar field geometry optimization calculates the number of heliostats above, and tower height, receiver height and diameter on Tower and Receiver page.



**Optimization Settings**

Initial optimization step size

Maximum optimization iterations

Optimization convergence tolerance

**Heliostat Properties**

Heliostat width  m

Heliostat height  m

Ratio of reflective area to profile

Single heliostat area  m<sup>2</sup>

Image error (slope, single-axis)  mrad

Reflected image conical error  mrad

Number of heliostat facets - X

Number of heliostat facets - Y

Heliostat focusing method

Heliostat canting method

Mirror reflectance and soiling

**Heliostat Operation**

Heliostat stow/deploy angle  deg

Wind stow speed  m/s

Heliostat startup energy  kWe-hr

Heliostat tracking power  kWe

Design-point DNI  W/m<sup>2</sup>

**Atmospheric Attenuation**

Polynomial coefficient 0

Polynomial coefficient 1  1/km

Polynomial coefficient 2  1/km<sup>2</sup>

Polynomial coefficient 3  1/km<sup>3</sup>

Average attenuation loss  %

Figura C.2: Inputs de la sección “Heliostat Field” en modelo de SAM 2022.11.21.

**Land Area**

Non-solar field land area  acres

Solar field land area multiplier

Base land area  acres

Total land area  acres

Total heliostat reflective area  m<sup>2</sup>

**Solar Field Layout Constraints**

Max. heliostat distance to tower height ratio

Min. heliostat distance to tower height ratio

Tower height  m

Maximum distance from tower  m

Minimum distance from tower  m

**Mirror Washing**

Water usage per wash  L/m<sup>2</sup>,aper.

Washes per year

**Heliostat Field Availability**

Heliostat field availability losses reduce the solar field output to represent component outages, soiling, or other events. SAM applies the time series performance loss as part of the simulation calculations. It only uses the design-point availability when it generates the solar field layout.

**-Time Series Performance Losses-**

Constant loss: 5.0 %  
Time series losses not enabled  
Custom periods not enabled

**-Design-point Availability-**

Figura C.3: Inputs de la sección “Heliostat Field” en modelo de SAM 2022.11.21.

<b>System Design Parameters</b>	
Solar multiple	2.50
Receiver thermal power	143.8 MWt
HTF hot temperature	565.0 °C
HTF cold temperature	290.0 °C
<b>Receiver Material and Heat Transfer Properties</b>	
Material type	Stainless AISI316
Tube outer diameter	40 mm
Tube wall thickness	1.25 mm
Coating emittance	0.88
Coating absorptance	0.94
Heat loss factor	1
<b>Piping Losses</b>	
Piping heat loss coefficient	2 Wt/m <sup>2</sup> -K
Piping length constant	0 m
Piping length multiplier	2.6
Piping length	241.3 m
Total piping loss	176.2 kWt
<b>Design Performance Metrics</b>	
Estimated design thermal efficiency	94.9 %
Design HTF pump power due to tower height	0.374 MWe
Design HTF pump power due to receiver	0.135 MWe
Design total HTF pump power	0.509 MWe
<b>Heat Transfer Fluid (HTF)</b>	
HTF type	Salt (60% NaNO3 40% KNO3)
Property table for user-defined HTF	Edit...
<b>Receiver Flux Modeling Parameters</b>	
Maximum receiver flux	1000 kWt/m <sup>2</sup>
Estimated receiver heat loss	30.0 kWt/m <sup>2</sup>
Number of days in flux map lookup	8
Hourly frequency in flux map lookup	2 hours
<b>Design and Operation</b>	
Minimum receiver turndown fraction	0.25
Maximum receiver operation fraction	1.2
Receiver startup delay time	0.2 hr
Receiver startup delay energy fraction	0.25
Receiver HTF pump efficiency	0.850
Design receiver mass flow rate	347.186 kg/s
Maximum flow rate to receiver	416.62 kg/s
Design HTF velocity in receiver tube	2.800 m/s
<b>Tower and Receiver Dimensions</b>	
Solar field geometry optimization on the Heliostat Field page calculates new values for tower height, receiver height, and receiver diameter.	
Tower height	92.7925799384402 m

**MSPT Receiver External**

<b>External Receiver</b>	
Receiver height	8.00 m
Receiver diameter	8.01 m
Number of panels	20
Flow pattern	1

Figura C.4: Inputs de la sección “Tower and Receiver” en modelo de SAM 2022.11.21.



System Design Parameters					
Power cycle gross output	19.9	MWe	Cycle thermal efficiency	0.346	
Estimated net output (nameplate)	19.02	MWe	Cycle thermal power	57.51	MWt
			HTF hot temperature	565	°C
			HTF cold temperature	290	°C

General Design Parameters					
Pumping power for HTF through power block	0.55	kW/kg/s	Cycle design HTF mass flow rate	138.9	kg/s
Fraction of thermal power needed for standby	0.2		Cycle design HTF pump power	0.076	MWe
Power block startup time	0.5	hours	Cooling parasitics at design	0.064	MWe
Fraction of thermal power needed for startup	0.5				
Minimum turbine operation	0.2				
Maximum turbine over design operation	1.05				

**Rankine Cycle** ▾

Rankine Cycle Parameters	
Steam cycle blowdown fraction	0.02
Turbine inlet pressure control	Fixed pressure ▾
Condenser type	Evaporative ▾
Ambient temperature at design	12 °C
ITD at design point	16 °C
Reference condenser water dT	50 °C
Approach temperature	5 °C
Condenser pressure ratio	1.0028
Min condenser pressure	9.213 inHg
Cooling system part load levels	8

Figura C.5: Inputs de la sección “Power Cycle” en modelo de SAM 2022.11.21.

System Design Parameters					
Cycle thermal power	57.5	MWt	HTF hot temperature	565.0	°C
Hours of storage at power cycle full load	15.0	hours	HTF cold temperature	290.0	°C

Two Tank Storage					
TES thermal capacity	862.7	MWt-hr	Initial hot HTF percent	30	%
Available HTF volume	4,140	m <sup>3</sup>	Wetted loss coefficient	0.4	Wt/m <sup>2</sup> -K
Tank height	20	m	Estimated heat loss	0.42	MWt
Tank fluid minimum height	1	m	Cold tank heater temperature set point	280	°C
Total HTF Volume	4358	m <sup>3</sup>	Cold tank heater capacity	15	MWe
Parallel tank pairs	1		Hot tank heater temperature set point	500	°C
Tank diameter	16.7	m	Hot tank heater capacity	30	MWe
Field HTF can bypass TES to cycle	<input checked="" type="checkbox"/>		HTF density	1,811	kg/m <sup>3</sup>

Figura C.6: Inputs de la sección “Thermal Storage” en modelo de SAM 2022.11.21.

# Anexo D. Inputs Modelo CSP 110 [MW]

**Design Point Parameters**  
The design point parameters determine the nominal ratings of each part of the power tower system. After specifying the design point parameters here, you can specify details of each component of the system on the Heliostat Field, Tower and Receiver, Thermal Storage, and Power Cycle input pages.

-Heliostat Field-		-Power Cycle-	
Design point DNI	1111 W/m <sup>2</sup>	Design turbine gross output	110 MWe
Solar multiple	2.5	Estimated net output at design (nameplate)	94.61 MWe
Receiver thermal power	794.80 MWt	Cycle thermal efficiency	0.346
-Tower and Receiver-		Cycle thermal power	317.92 MWt
HTF hot temperature	565 °C		
HTF cold temperature	290 °C		
-Thermal Storage-			
Full load hours of storage	17 hours		
Solar field hours of storage	6.80 hours		
-Electric HTF Heater-			
Enable electric heater to charge cold HTF	<input type="checkbox"/>		
Heater multiple	1.000		
Heater thermal power	0.00 MWt		
Heater hours of storage	0.000 hours		

Figura D.1: Inputs de la sección “System Design”.

**Heliostat Field**

Import...	X Position	Y Position
Export...	1444.5	654.268
Copy	113.427	-569.818
Paste	277.309	737.326
	1105.86	1018.49
	-1500.46	94.3413
Heliostats:	1471.59	590.833
11937	603.363	-506.462
	1172.51	1003.82
	1462.87	612.108
	-1432.25	-774.018
	1604.12	277.907
	1201.12	969.403
	-1303.04	448.020

Generate heliostat layout using tower dimensions 
  
 Optimize heliostat layout and tower dimensions

Solar field geometry optimization calculates the number of heliostats above, and tower height, receiver height and diameter on Tower and Receiver page.

**Optimization Settings**

Initial optimization step size

Maximum optimization iterations

Optimization convergence tolerance

**Heliostat Properties**

Heliostat width  m

Heliostat height  m

Ratio of reflective area to profile

Single heliostat area  m<sup>2</sup>

Image error (slope, single-axis)  mrad

Reflected image conical error  mrad

Number of heliostat facets - X

Number of heliostat facets - Y

Heliostat focusing method

Heliostat canting method

Mirror reflectance and soiling

**Heliostat Operation**

Heliostat stow/deploy angle  deg

Wind stow speed  m/s

Heliostat startup energy  kWe-hr

Heliostat tracking power  kWe

Design-point DNI  W/m<sup>2</sup>

**Atmospheric Attenuation**

Polynomial coefficient 0

Polynomial coefficient 1  1/km

Polynomial coefficient 2  1/km<sup>2</sup>

Polynomial coefficient 3  1/km<sup>3</sup>

Average attenuation loss  %

Figura D.2: Inputs de la sección “Heliostat Field”.

**Land Area**

Non-solar field land area  acres

Solar field land area multiplier

Base land area  acres

Total land area  acres

Total heliostat reflective area  m<sup>2</sup>

**Solar Field Layout Constraints**

Max. heliostat distance to tower height ratio

Min. heliostat distance to tower height ratio

Tower height  m

Maximum distance from tower  m

Minimum distance from tower  m

**Mirror Washing**

Water usage per wash  L/m<sup>2</sup>,aper.

Washes per year

**Heliostat Field Availability**

Heliostat field availability losses reduce the solar field output to represent component outages, soiling, or other events. SAM applies the time series performance loss as part of the simulation calculations. It only uses the design-point availability when it generates the solar field layout.

-Time Series Performance Losses-

Constant loss: 5.0 %  
Time series losses not enabled  
Custom periods not enabled

-Design-point Availability-

Figura D.3: Inputs de la sección “Heliostat Field”.

<b>System Design Parameters</b>	
Solar multiple	2.50
Receiver thermal power	794.8 MWt
HTF hot temperature	565.0 °C
HTF cold temperature	290.0 °C
<b>Receiver Material and Heat Transfer Properties</b>	
Material type	Stainless AISI316
Tube outer diameter	40 mm
Tube wall thickness	1.25 mm
Coating emittance	0.88
Coating absorptance	0.94
Heat loss factor	1
<b>Piping Losses</b>	
Piping heat loss coefficient	2 Wt/m <sup>2</sup> -K
Piping length constant	0 m
Piping length multiplier	2.6
Piping length	536.3 m
Total piping loss	920.8 kWt
<b>Design Performance Metrics</b>	
Estimated design thermal efficiency	96.1 %
Design HTF pump power due to tower height	4.590 MWe
Design HTF pump power due to receiver	8.767 MWe
Design total HTF pump power	13.357 MWe
<b>Heat Transfer Fluid (HTF)</b>	
HTF type	Salt (60% NaNO <sub>3</sub> 40% KNO <sub>3</sub> )
Property table for user-defined HTF	Edit...
<b>Receiver Flux Modeling Parameters</b>	
Maximum receiver flux	1000 kWt/m <sup>2</sup>
Estimated receiver heat loss	30.0 kWt/m <sup>2</sup>
Number of days in flux map lookup	8
Hourly frequency in flux map lookup	2 hours
<b>Design and Operation</b>	
Minimum receiver turndown fraction	0.25
Maximum receiver operation fraction	1.2
Receiver startup delay time	0.2 hr
Receiver startup delay energy fraction	0.25
Receiver HTF pump efficiency	0.850
Design receiver mass flow rate	1,919.119 kg/s
Maximum flow rate to receiver	2302.94 kg/s
Design HTF velocity in receiver tube	7.381 m/s
<b>Tower and Receiver Dimensions</b>	
Solar field geometry optimization on the Heliostat Field page calculates new values for tower height, receiver height, and receiver diameter.	
Tower height	206.265550807546 m

**MSPT Receiver External**

<b>External Receiver</b>	
Receiver height	18.90 m
Receiver diameter	16.55 m
Number of panels	20
Flow pattern	1

Figura D.4: Inputs de la sección “Tower and Receiver”.

System Design Parameters				
Power cycle gross output	110	MWe	Cycle thermal efficiency	0.346
Estimated net output (nameplate)	94.61	MWe	Cycle thermal power	317.92
			HTF hot temperature	565 °C
			HTF cold temperature	290 °C

General Design Parameters					
Pumping power for HTF through power block	0.55	kW/kg/s	Cycle design HTF mass flow rate	767.6	kg/s
Fraction of thermal power needed for standby	0.2		Cycle design HTF pump power	0.422	MWe
Power block startup time	0.5	hours	Cooling parasitics at design	0.353	MWe
Fraction of thermal power needed for startup	0.5				
Minimum turbine operation	0.2				
Maximum turbine over design operation	1.05				

**Rankine Cycle** ▾

Rankine Cycle Parameters			
Steam cycle blowdown fraction	0.02		
Turbine inlet pressure control	Fixed pressure		
Condenser type	Evaporative		
Ambient temperature at design	12	°C	
ITD at design point	16	°C	
Reference condenser water dT	50	°C	
Approach temperature	5	°C	
Condenser pressure ratio	1.0028		
Min condenser pressure	9.213	inHg	
Cooling system part load levels	8		

Figura D.5: Inputs de la sección “Power Cycle”.

System Design Parameters					
Cycle thermal power	317.9	MWt	HTF hot temperature	565.0	°C
Hours of storage at power cycle full load	17.0	hours	HTF cold temperature	290.0	°C

Two Tank Storage					
TES thermal capacity	5,404.6	MWt-hr	Initial hot HTF percent	30	%
Available HTF volume	25,935	m <sup>3</sup>	Wetted loss coefficient	0.4	Wt/m <sup>2</sup> -K
Tank height	20	m	Estimated heat loss	1.31	MWt
Tank fluid minimum height	1	m	Cold tank heater temperature set point	280	°C
Total HTF Volume	27300	m <sup>3</sup>	Cold tank heater capacity	15	MWe
Parallel tank pairs	1		Hot tank heater temperature set point	500	°C
Tank diameter	41.7	m	Hot tank heater capacity	30	MWe
Field HTF can bypass TES to cycle	<input checked="" type="checkbox"/>		HTF density	1,811	kg/m <sup>3</sup>

Figura D.6: Inputs de la sección “Thermal Storage”.

# Anexo E. Modelo Planta Sol de Lila

## CEC Performance Model with Module Database

Filter:  Name

Name	Manufacturer	Technology	Bifacial	STC	PTC	A_c	Length	Width	N_s	I_sc_ref	V_oc_ref	I_mp_ref	V_mp_ref	alpha_sc	beta_o
LONGi Green Energy Te...	LONGi Green ...	Mono-c-Si	1	520.737	484.3	2.49			72	13.57	48.9	12.67	41.1	0.0055637	-0.1266
LONGi Green Energy Te...	LONGi Green ...	Mono-c-Si	1	525.3	489.1	2.49			72	13.65	49.1	12.75	41.2	0.0055965	-0.1271
LONGi Green Energy Te...	LONGi Green ...	Mono-c-Si	1	530.748	493.9	2.49			72	13.71	49.2	12.82	41.4	0.0056211	-0.1274
LONGi Green Energy Te...	LONGi Green ...	Mono-c-Si	1	535.35	498.7	2.49			72	13.78	49.4	12.9	41.5	0.0056498	-0.1279
LONGi Green Energy Te...	LONGi Green ...	Mono-c-Si	0	535.35	494.2	2.49			72	13.78	49.4	12.9	41.5	0.0052364	-0.1393
LONGi Green Energy Te...	LONGi Green ...	Mono-c-Si	1	540.849	503.5	2.49			72	13.85	49.5	12.97	41.7	0.0056785	-0.1282
LONGi Green Energy Te...	LONGi Green ...	Mono-c-Si	0	540.849	499	2.49			72	13.85	49.5	12.97	41.7	0.005263	-0.1395
LONGi Green Energy Te...	LONGi Green ...	Mono-c-Si	1	545.072	508.3	2.49			72	13.92	49.7	13.04	41.8	0.0057072	-0.1287

### Module Characteristics at Reference Conditions

Reference conditions: Total Irradiance = 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell temp = 25 C

LONGi Green Energy Technology Co. Ltd. LR5-72HBD-545M

Parameter	Value	Unit
Nominal efficiency	21.89	%
Maximum power (Pmp)	545.072	Wdc
Max power voltage (Vmp)	41.8	Vdc
Max power current (Imp)	13.0	Adc
Open circuit voltage (Voc)	49.7	Vdc
Short circuit current (Isc)	13.9	Adc

Temperature coefficients

Parameter	Value	Unit
Temperature coefficient of Pmp	-0.323	%/°C
Temperature coefficient of Vmp	-1.761	W/°C
Temperature coefficient of Voc	-0.259	V/°C
Temperature coefficient of Isc	0.041	%/°C
Temperature coefficient of Imp	0.006	A/°C

**Bifacial**

Module is bifacial

Transmission fraction: 0.013 (0-1)

Bifaciality: 0.8 (0-1)

Ground clearance height: 2 m

### Temperature Correction

Nominal operating cell temperature (NOCT) method

Heat transfer method

See Help for more information about CEC cell temperature models.

**NOCT Method Parameters**

Mounting standoff: Ground or rack mounted

Array height: One story building height or lower

**Transient Thermal Model Correction**

Module unit mass: 11.092 kg/m<sup>2</sup>

Module unit mass is for the transient thermal model, which automatically applies when the weather file time step is 20 minutes or less. The default value is 11 kg/m<sup>2</sup>.

**Heat Transfer Method Parameters**

Mounting configuration: Rack

Heat transfer dimensions: Module Dimensions

Mounting structure orientation: Structures do not impede flow under module

Module width: 1 m

Module length: 2.49 m

Rows of modules in array: 1

Columns of modules in array: 10

Temperature behind the module: 20 °C

Space between module back and roof surface: 0.05 m

Figura E.1: Inputs de la sección “Modules”.

### Physical Characteristics

Material: Mono-c-Si

Module area: 2.490 m<sup>2</sup>

Number of cells: 72

**Additional Parameters**

T\_noct: 47.3 °C

I\_L\_ref: 13.937 A

R\_s: 0.169931 Ohm

A\_ref: 1.80382 V

I\_o\_ref: 1.46878e-11 A

R\_sh\_ref: 139.433 Ohm

The model assumes a reference bandgap voltage E<sub>g\_ref</sub> = 1.121 eV, and temperature coefficient for bandgap of -0.0002677 eV/K.

Figura E.2: Inputs de la sección “Modules”.

Inverter CEC Database

Filter:  Name

Name	Paco	Pdco	Pso	Pnt	Vac	Vdcmax	Vdco	Mppt_high	Mppt_low	C0	C1	C2	C3
SMA America: SC 4000 UP-US 600...	36...	3.722...	5617.77	1...	600	1200	970	1200	880	-3.6849e-09	9.83713e-06	0.00225493	0.00085713
SMA America: SC 4200 UP-US 630...	38...	3.905...	5895.68	1...	630	1200	1001	1200	921	-3.28908e-09	8.94659e-06	0.0016127	0.00043770
SMA America: SC 4400 UP-US 660...	40...	4.090...	6112.59	1...	660	1200	1032	1200	962	-3.03546e-09	1.02934e-05	0.00170375	0.00080087
SMA America: SC 4600 UP-US 690...	41...	4.272...	6433.98	1...	690	1200	1062	1200	1003	-2.84061e-09	1.09616e-05	0.00170778	0.00105648
SMA America: SC-1850-US [385V]	16...	1.710...	6101.72	294	385	950	665	950	570	-1.03226e-08	1.60558e-05	0.00216294	0.00045593

**Efficiency Curve and Characteristics**

SMA America: SC 4600 UP-US 690V 3850A [690V]

Number of MPPT inputs:  Number of MPPT Inputs is only available for systems with one inverter as specified on System Design page.

CEC weighted efficiency:  %

European weighted efficiency:  %

**-Datasheet Parameters-**

Maximum AC power:  Wac

Maximum DC power:  Wdc

Power use during operation:  Wdc

Power use at night:  Wac

Nominal AC voltage:  Vac

Maximum DC voltage:  Vdc

Maximum DC current:  Adc

Minimum MPPT DC voltage:  Vdc

Nominal DC voltage:  Vdc

Maximum MPPT DC voltage:  Vdc

**-Sandia Coefficients-**

C0:  1/Wac

C1:  1/Vdc

C2:  1/Vdc

C3:  1/Vdc

If you are modeling a system with microinverters or DC power optimizers, see the Losses page to adjust the system losses accordingly.

**-CEC Information-**

CEC hybrid:  CEC type:  CEC date:

Figura E.3: Inputs de la sección “Inverter”.

**Inverter Temperature Derate Curves**

Import...	Vdc(V)	Tstart(C)	Slope(1/C)	Tstart(C)	Slope(1/C)
Export...	1300	50	-0.02	53	-0.47

Copy  
Paste

Rows:

Cols:

Update plot

Table supports up to four temperature - slope pairs per row.

Figura E.4: Inputs de la sección “Inverter”.

**AC Sizing**

Number of inverters:

DC to AC ratio:

Desired array size:  kWdc

Desired DC to AC Ratio:

Estimate Subarray 1 configuration

**Sizing Summary**

Nameplate DC capacity:  kWdc

Total AC capacity:  kWac

Total inverter DC capacity:  kWdc

Number of modules:

Number of strings:

Total module area:  m<sup>2</sup>

System and subarray capacity and voltage ratings are at module reference conditions shown on the Module page.

Figura E.5: Inputs de la sección “System Design”.

### DC Sizing and Configuration

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

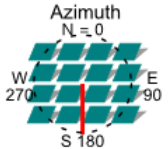

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
<b>-Electrical Configuration-</b>	(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="23"/>			
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="12,842"/>			
Number of modules in subarray	<input type="text" value="295,366"/>			
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="1,143.1"/>			
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="961.4"/>			
<b>-Multiple MPPT Inputs-</b>	<input type="text" value="1"/>			
<input type="button" value="Set MPPT inputs"/>	Set MPPT inputs when Number of MPPT Inputs on the Inverter page is greater than 1.			
<b>-Tracking &amp; Orientation-</b>				
 	<input type="radio"/> Fixed <input checked="" type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt			
	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude			
Tilt (deg)	<input type="text" value="0"/>			
Azimuth (deg)	<input type="text" value="0"/>			
Ground coverage ratio (GCR)	<input type="text" value="0.3"/>			
Tracker rotation limit (deg)	<input type="text" value="60"/>			
Backtracking	<input type="checkbox"/> Enable			
Terrain slope (deg)	<input type="text" value="0"/>			
Terrain azimuth (deg)	<input type="text" value="0"/>			
<p>Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.</p>				
<b>-Electrical Sizing Information-</b>				
<p>SAM uses the inverter voltage ratings when you choose Estimate Subarray 1 Configuration above to automatically size the array, and for voltage clipping calculations during the simulation. You can change these values when the data from the inverter library does not match information on the manufacturer datasheet. Click Reset Inverter Voltage Ratings to reset the voltage ratings to values from the Inverter page. See Help for details.</p>				
<b>-Inverter Voltage Ratings-</b>				
Vmppt_low	<input type="text" value="1003"/>	Vdc		
Vmppt_high	<input type="text" value="1200"/>	Vdc		
Vdc_max	<input type="text" value="1200"/>	Vdc		
<input type="button" value="Copy ratings from Inverter page"/>				
	<div style="border: 1px solid gray; padding: 5px;"> <p>Subarray 1 Vmp &lt; Vmppt_low Consider increasing the number of modules per string for Subarray(s) 1.</p> </div>			

Figura E.6: Inputs de la sección “System Design”.



**External Shading**

External shading is shading of beam and diffuse incident irradiance by nearby objects such as trees and buildings. Shading losses apply in addition to any soiling losses on the Losses page.

**-3D Shade Calculator-** Automatically generate shade data from a drawing of the array and shading objects.

**-Shade Loss Tables-** Edit and import shade data. Data may be entered by hand, imported from shade analysis software and devices, or generated by the 3D shade calculator.

Open 3D shade calculator...

Subarray 1 Edit shading... Subarray 2 Edit shading... Subarray 3 Edit shading... Subarray 4 Edit shading...

---

**Self Shading for Fixed Subarrays and One-axis Trackers**

Self shading is shading of modules in the array by modules in a neighboring row.

Self shading Standard (Non-line) None None None

---

**Array Dimensions for Self Shading, Snow Losses, and Bifacial Modules**

The product of number of modules along side and bottom and number of rows should be equal to the number of modules in subarray.

Module orientation Portrait Portrait Portrait Portrait

Number of modules along side of row 2 2 2 2

Number of modules along bottom of row 23 9 9 9

**-Calculated System Layout-**

Number of rows	6421	0	0	0
Modules in subarray from System Design page	295,366	0	0	0
Length of side (m)	4.115	4.115	4.115	4.115
GCR from System Design page	0.3	0.3	0.3	0.3
Row spacing estimate (m)	13.716	13.716	13.716	13.716

Module aspect ratio 1.7

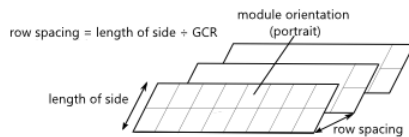
Module length 2.057 m

Module width 1.210 m

Module area 2.49 m<sup>2</sup>

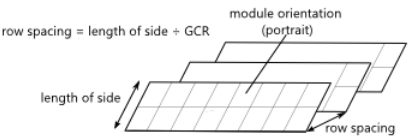
row spacing = length of side + GCR

module orientation (portrait)



length of side

row spacing



length of side

row spacing

---

**Snow Losses**

Snow losses are caused by snow covering the array. When your weather file includes snow depth data, SAM can estimate losses due to snow. Losses are calculated for each subarray.

Estimate snow losses

Figura E.7: Inputs de la sección “Shading and Layout”.

# Anexo F. Modelo Planta PV 100 [MW]

CEC Performance Model with Module Database ▾

Filter:  Name ▾

Name	Manufacturer	Technology	Bifacial	STC	PTC	A <sub>c</sub>	Length	Width	N <sub>s</sub>	I <sub>sc_ref</sub>	V <sub>oc_ref</sub>	I <sub>mp_ref</sub>	V <sub>mp_ref</sub>	alpha <sub>sc</sub>	beta <sub>oi</sub> ^
LONGi Green Energy Te...	LONGi Green ...	Mono-c-Si	1	520.737	484.3	2.49			72	13.57	48.9	12.67	41.1	0.0055637	-0.1266
LONGi Green Energy Te...	LONGi Green ...	Mono-c-Si	1	525.3	489.1	2.49			72	13.65	49.1	12.75	41.2	0.0055965	-0.1271
LONGi Green Energy Te...	LONGi Green ...	Mono-c-Si	1	530.748	493.9	2.49			72	13.71	49.2	12.82	41.4	0.0056211	-0.1274
LONGi Green Energy Te...	LONGi Green ...	Mono-c-Si	1	535.35	498.7	2.49			72	13.78	49.4	12.9	41.5	0.0056498	-0.1279
LONGi Green Energy Te...	LONGi Green ...	Mono-c-Si	0	535.35	494.2	2.49			72	13.78	49.4	12.9	41.5	0.0052364	-0.1393
LONGi Green Energy Te...	LONGi Green ...	Mono-c-Si	1	540.849	503.5	2.49			72	13.85	49.5	12.97	41.7	0.0056785	-0.1282
LONGi Green Energy Te...	LONGi Green ...	Mono-c-Si	0	540.849	499	2.49			72	13.85	49.5	12.97	41.7	0.005263	-0.1395
LONGi Green Energy Te...	LONGi Green ...	Mono-c-Si	1	545.072	508.3	2.49			72	13.92	49.7	13.04	41.8	0.0057072	-0.1287

**Module Characteristics at Reference Conditions**

Reference conditions: Total Irradiance = 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell temp = 25 C

LONGi Green Energy Technology Co. Ltd. LR5-72HBD-545M

Nominal efficiency: 21.89 %

Temperature coefficients: -0.323 %/°C, -1.761 W/°C

Maximum power (P<sub>mp</sub>): 545.072 Wdc

Max power voltage (V<sub>mp</sub>): 41.8 Vdc

Max power current (I<sub>mp</sub>): 13.0 Adc

Open circuit voltage (V<sub>oc</sub>): 49.7 Vdc, -0.259 V/°C, -0.129 V/°C

Short circuit current (I<sub>sc</sub>): 13.9 Adc, 0.041 %/°C, 0.006 A/°C

-Bifacial

Module is bifacial

Transmission fraction: 0.013 0-1

Bifaciality: 0.8 0-1

Ground clearance height: 2 m

**Temperature Correction**

Nominal operating cell temperature (NOCT) method

Heat transfer method

See Help for more information about CEC cell temperature models.

**NOCT Method Parameters**

Mounting standoff: Ground or rack mounted

Array height: One story building height or lower

**Transient Thermal Model Correction**

Module unit mass: 11.092 kg/m<sup>2</sup>

Module unit mass is for the transient thermal model, which automatically applies when the weather file time step is 20 minutes or less. The default value is 11 kg/m<sup>2</sup>.

**Heat Transfer Method Parameters**

Mounting configuration: Rack

Heat transfer dimensions: Module Dimensions

Mounting structure orientation: Structures do not impede flow under module

Module width: 1 m

Module length: 2.49 m

Rows of modules in array: 1

Columns of modules in array: 10

Temperature behind the module: 20 °C

Space between module back and roof surface: 0.05 m

Figura F.1: Inputs de la sección “Modules”.

**Physical Characteristics**

Material: Mono-c-Si

Module area: 2.490 m<sup>2</sup>

Number of cells: 72

**Additional Parameters**

T<sub>noct</sub>: 47.3 °C

I<sub>L\_ref</sub>: 13.937 A

R<sub>s</sub>: 0.169931 Ohm

A<sub>ref</sub>: 1.80382 V

I<sub>o\_ref</sub>: 1.46878e-11 A

R<sub>sh\_ref</sub>: 139.433 Ohm

The model assumes a reference bandgap voltage E<sub>g\_ref</sub> = 1.121 eV, and temperature coefficient for bandgap of -0.0002677 eV/K.

Figura F.2: Inputs de la sección “Modules”.

Inverter CEC Database ▾

Filter:  Name ▾

Name	Paco	Pdco	Pso	Pnt	Vac	Vdcmax	Vdco	Mppt_high	Mppt_low	C0	C1	C2	C3
SMA America: SC 4000 UP-US 600...	36...	3.722...	5617.77	1...	600	1200	970	1200	880	-3.6849e-09	9.83713e-06	0.00225493	0.00085713
SMA America: SC 4200 UP-US 630...	38...	3.905...	5895.68	1...	630	1200	1001	1200	921	-3.28908e-09	8.94659e-06	0.0016127	0.00043770
SMA America: SC 4400 UP-US 660...	40...	4.090...	6112.59	1...	660	1200	1032	1200	962	-3.03546e-09	1.02934e-05	0.00170375	0.00080087
SMA America: SC 4600 UP-US 690...	41...	4.272...	6433.98	1...	690	1200	1062	1200	1003	-2.84061e-09	1.09616e-05	0.00170778	0.00105648
SMA America: SC-1850-US [385V]	16...	1.710...	6101.72	294	385	950	665	950	570	-1.03226e-08	1.60558e-05	0.00216294	0.00045593

### Efficiency Curve and Characteristics

SMA America: SC 4600 UP-US 690V 3850A [690V]

Number of MPPT inputs: 1  
 CEC weighted efficiency: 98.571 %  
 European weighted efficiency: 98.523 %

Number of MPPT Inputs is only available for systems with one inverter as specified on System Design page.

#### -Datasheet Parameters-

Maximum AC power	4198235.0	Wac
Maximum DC power	4.27203e+06	Wdc
Power use during operation	6433.98	Wdc
Power use at night	1259.47	Wac
Nominal AC voltage	690	Vac
Maximum DC voltage	1200	Vdc
Maximum DC current	4022.63	Adc
Minimum MPPT DC voltage	1003	Vdc
Nominal DC voltage	1062	Vdc
Maximum MPPT DC voltage	1200	Vdc

#### -Sandia Coefficients-

C0	-2.840610e-09	1/Wac
C1	1.096160e-05	1/Vdc
C2	1.707780e-03	1/Vdc
C3	1.056480e-03	1/Vdc

If you are modeling a system with microinverters or DC power optimizers, see the Losses page to adjust the system losses accordingly.

#### -CEC Information-

CEC hybrid:  Y  
 CEC type:  Utility Interactive  
 CEC date:  n/a

Figura F.3: Inputs de la sección “Inverter”.

### Inverter Temperature Derate Curves

Import...	Vdc(V)	Tstart(C)	Slope(1/C)	Tstart(C)	Slope(1/C)
Export...	1300	50	-0.02	53	-0.47

Copy  
Paste

Rows:  1  
 Cols:  5

Update plot

Table supports up to four temperature - slope pairs per row.

Figura F.4: Inputs de la sección “Inverter”.

AC Sizing	Sizing Summary	
Number of inverters: 20	Nameplate DC capacity: 100,042.515 kWdc	Number of modules: 183,540
DC to AC ratio: 1.19	Total AC capacity: 83,964.700 kWac	Number of strings: 7,980
Desired array size: 100040 kWdc	Total inverter DC capacity: 85,440.600 kWdc	Total module area: 457,014.600 m <sup>2</sup>
Desired DC to AC Ratio: 1.2	System and subarray capacity and voltage ratings are at module reference conditions shown on the Module page.	
<input checked="" type="checkbox"/> Estimate Subarray 1 configuration		

Figura F.5: Inputs de la sección “System Design”.

**DC Sizing and Configuration**

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
<b>Electrical Configuration</b>	(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	23			
Strings in parallel in subarray	7,977			
Number of modules in subarray	183,471			
String Voc at reference conditions (V)	1,143.1			
String Vmp at reference conditions (V)	961.4			
<b>Multiple MPPT Inputs</b>	Set MPPT inputs: 1			
Set MPPT inputs when Number of MPPT Inputs on the Inverter page is greater than 1.				
<b>Tracking &amp; Orientation</b>	<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="margin-left: 20px;"> <input type="radio"/> Fixed  <input checked="" type="radio"/> 1 Axis  <input type="radio"/> 2 Axis  <input type="radio"/> Azimuth Axis  <input type="radio"/> Seasonal Tilt  <input type="checkbox"/> Tilt=latitude         </div> </div>			
	Tilt (deg)	0		
	Azimuth (deg)	0		
	Ground coverage ratio (GCR)	0.3		
	Tracker rotation limit (deg)	60		
	Backtracking	<input type="checkbox"/> Enable		
	Terrain slope (deg)	0		
	Terrain azimuth (deg)	0		
Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.				
<b>Electrical Sizing Information</b>	SAM uses the inverter voltage ratings when you choose Estimate Subarray 1 Configuration above to automatically size the array, and for voltage clipping calculations during the simulation. You can change these values when the data from the inverter library does not match information on the manufacturer datasheet. Click Reset Inverter Voltage Ratings to reset the voltage ratings to values from the Inverter page. See Help for details.			
<b>Inverter Voltage Ratings</b>	Vmppt_low	1003 Vdc	Subarray 1 Vmp < Vmppt_low Consider increasing the number of modules per string for Subarray(s) 1.	
	Vmppt_high	1200 Vdc		
	Vdc_max	1200 Vdc		
Copy ratings from Inverter page				

Figura F.6: Inputs de la sección “System Design”.

**External Shading**

External shading is shading of beam and diffuse incident irradiance by nearby objects such as trees and buildings. Shading losses apply in addition to any soiling losses on the Losses page.

**-3D Shade Calculator-** Automatically generate shade data from a drawing of the array and shading objects.

**-Shade Loss Tables-** Edit and import shade data. Data may be entered by hand, imported from shade analysis software and devices, or generated by the 3D shade calculator.

Open 3D shade calculator...

Subarray 1 Edit shading... Subarray 2 Edit shading... Subarray 3 Edit shading... Subarray 4 Edit shading...

---

**Self Shading for Fixed Subarrays and One-axis Trackers**

Self shading is shading of modules in the array by modules in a neighboring row.

Self shading Standard (Non-line) None None None

---

**Array Dimensions for Self Shading, Snow Losses, and Bifacial Modules**

The product of number of modules along side and bottom and number of rows should be equal to the number of modules in subarray.

Module orientation	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait
Number of modules along side of row	4	2	2	2
Number of modules along bottom of row	23	9	9	9

**-Calculated System Layout-**

Number of rows	1994.25	0	0	0
Modules in subarray from System Design page	183,471	0	0	0
Length of side (m)	8.230	4.115	4.115	4.115
GCR from System Design page	0.3	0.3	0.3	0.3
Row spacing estimate (m)	27.432	13.716	13.716	13.716

The number of rows in subarray 1 is not an integer.  
Adjust the number of modules to correct the problem.

Module aspect ratio	1.7
Module length	2.057 m
Module width	1.210 m
Module area	2.49 m <sup>2</sup>

row spacing = length of side + GCR

length of side

module orientation (portrait)

row spacing

row spacing = length of side + GCR

length of side

module orientation (portrait)

row spacing

---

**Snow Losses**

Snow losses are caused by snow covering the array. When your weather file includes snow depth data, SAM can estimate losses due to snow. Losses are calculated for each subarray.

Estimate snow losses

Figura F.7: Inputs de la sección “Shading and Layout”.

## Anexo G. Áreas de intercambio de la planta MED al variar la temperatura de entrada del vapor en el primer efecto.

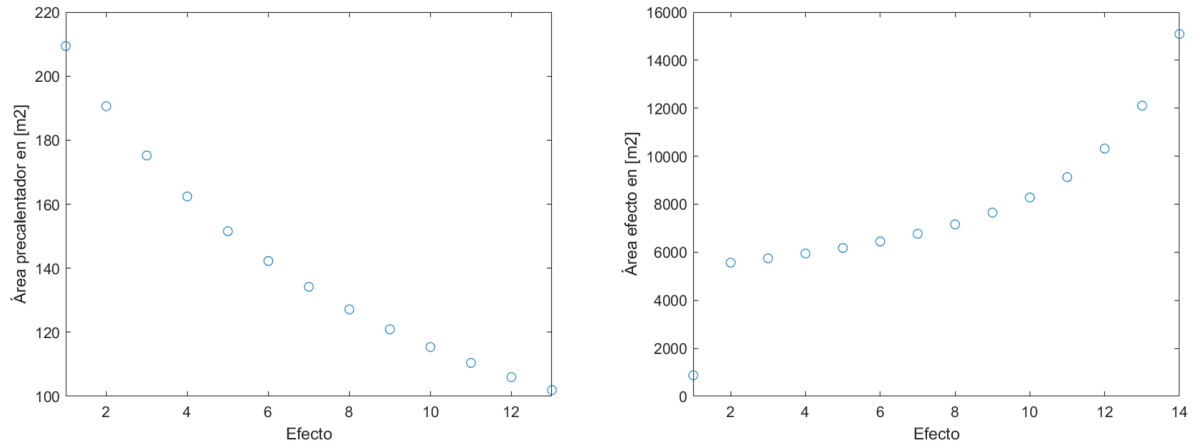


Figura G.1: Temperatura de entrada de 52 [°C]

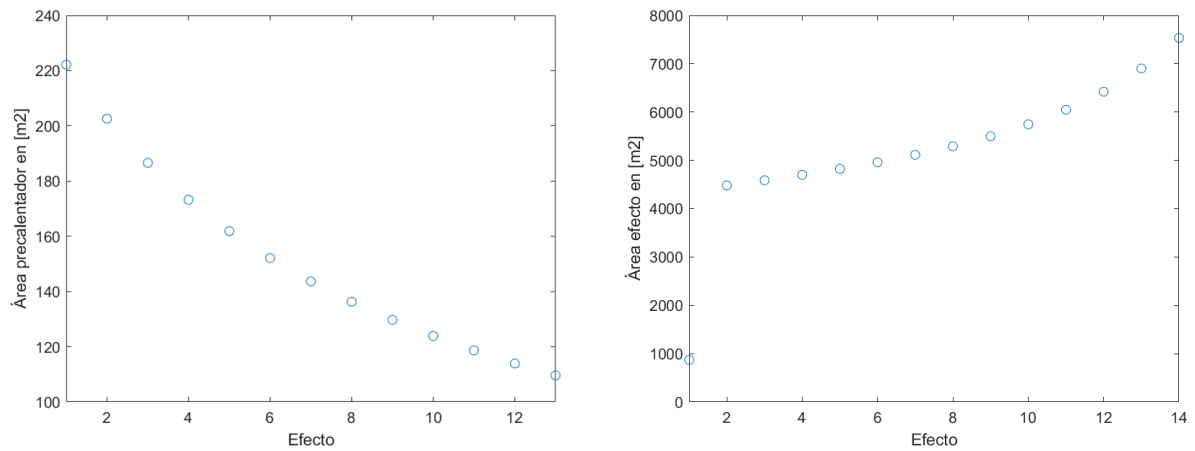


Figura G.2: Temperatura de entrada de 54 [°C]

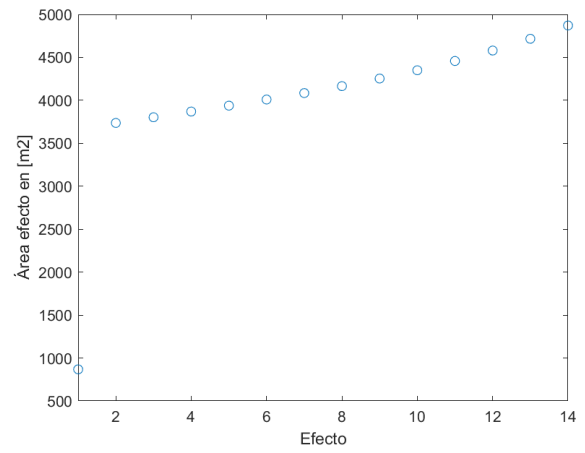
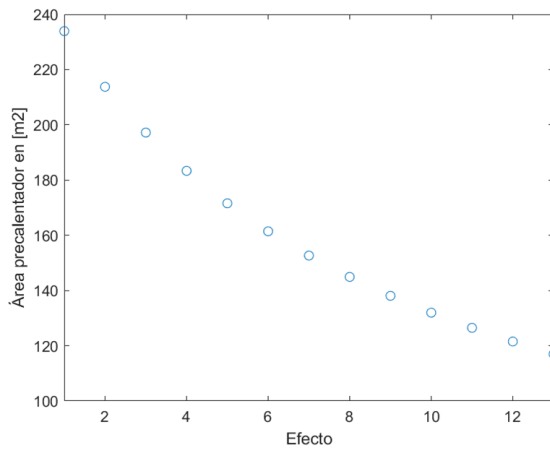


Figura G.3: Temperatura de entrada de 56 [°C]

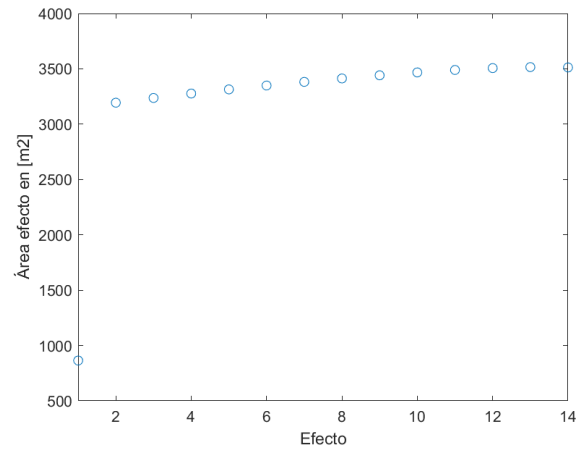
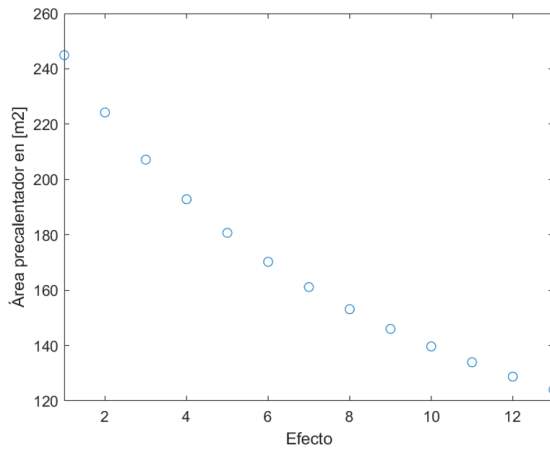


Figura G.4: Temperatura de entrada de 58 [°C]

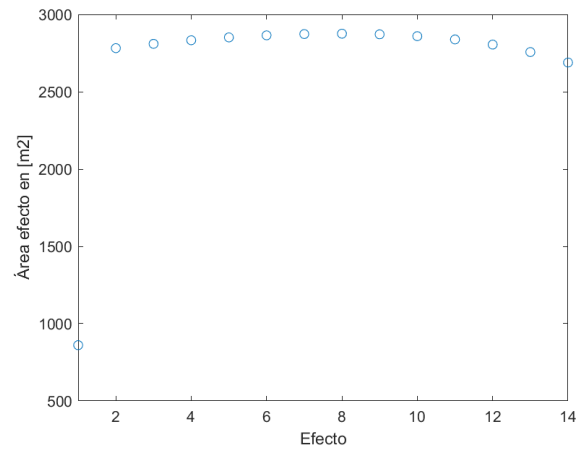
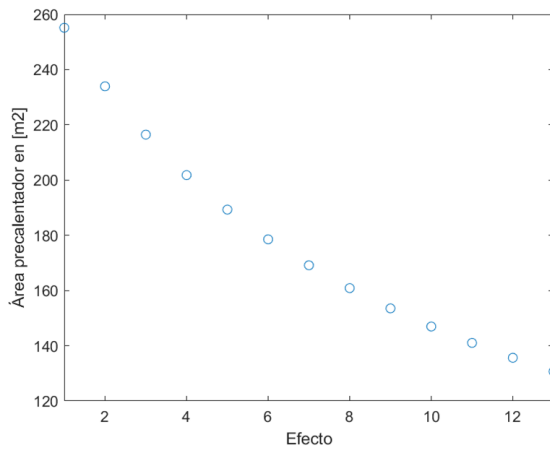


Figura G.5: Temperatura de entrada de 60 [°C]

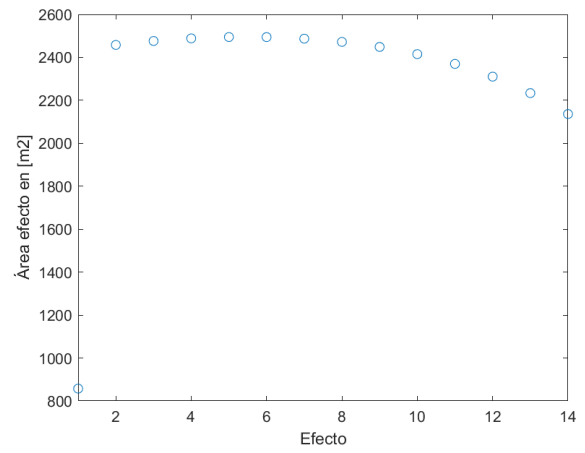
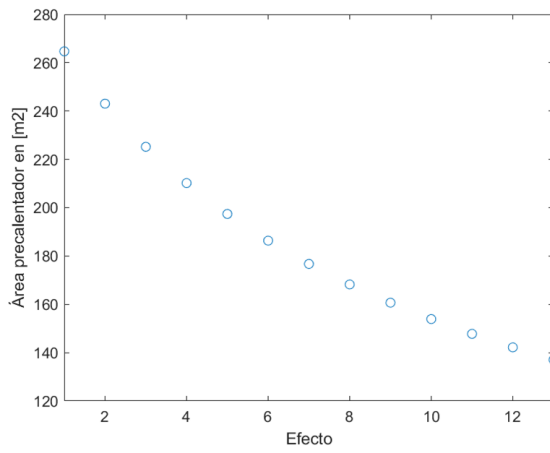


Figura G.6: Temperatura de entrada de 62 [°C]

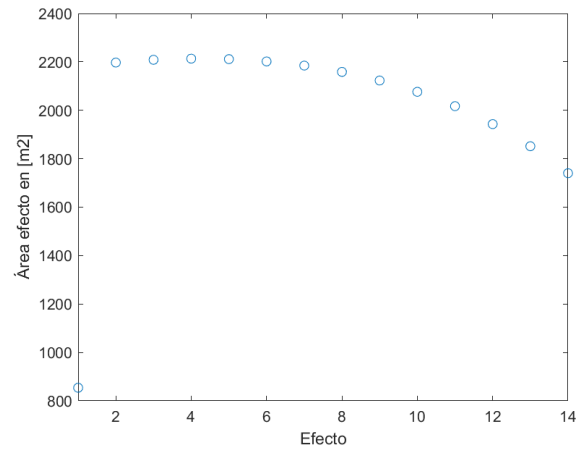
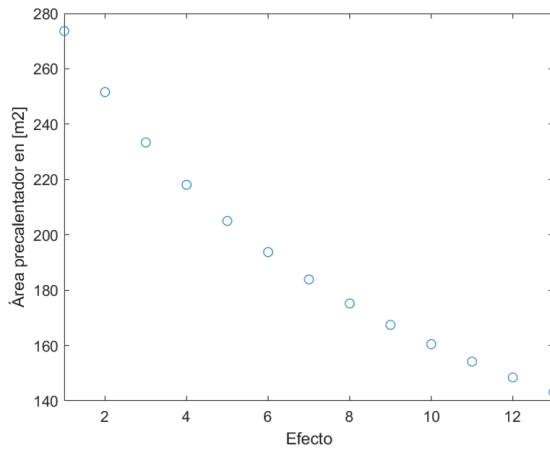


Figura G.7: Temperatura de entrada de 64 [°C]

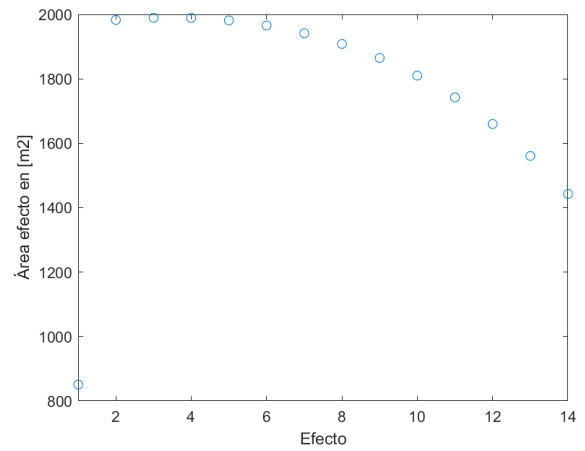
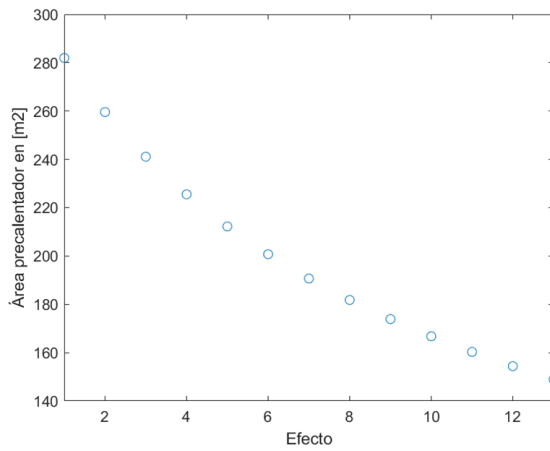


Figura G.8: Temperatura de entrada de 66 [°C]



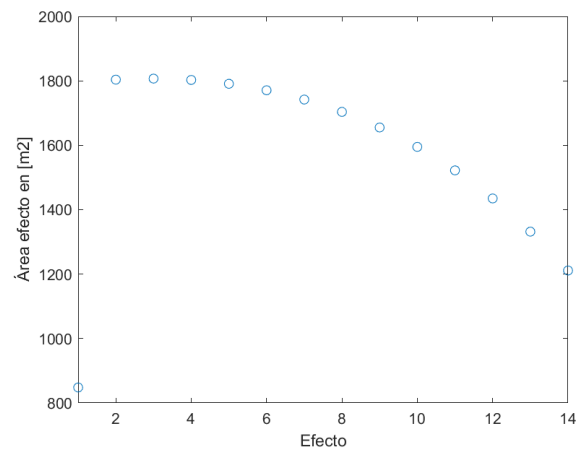
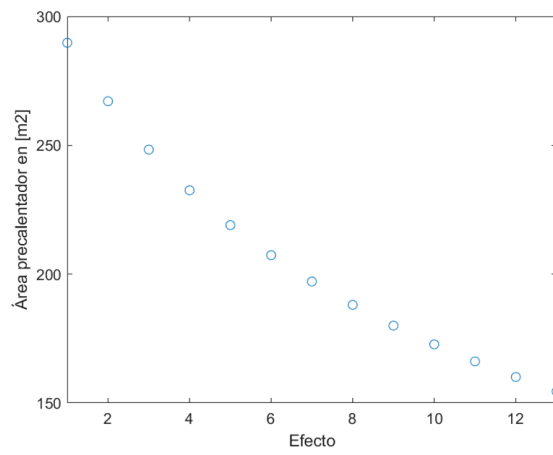


Figura G.9: Temperatura de entrada de 68 [°C]

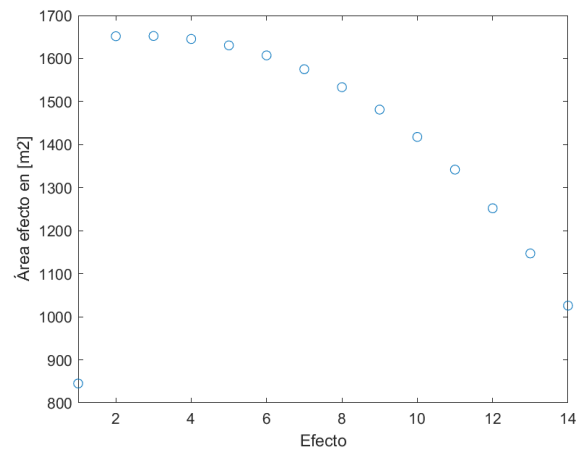
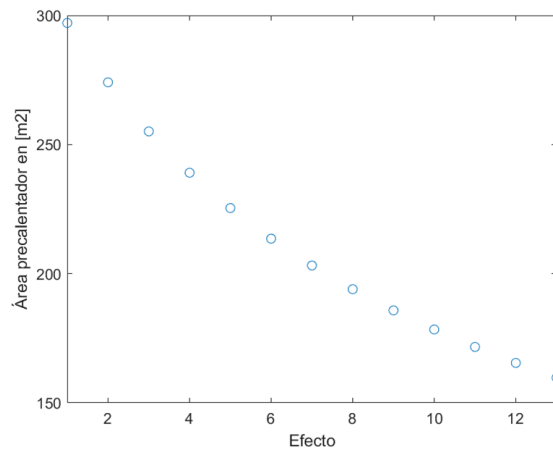


Figura G.10: Temperatura de entrada de 70 [°C]

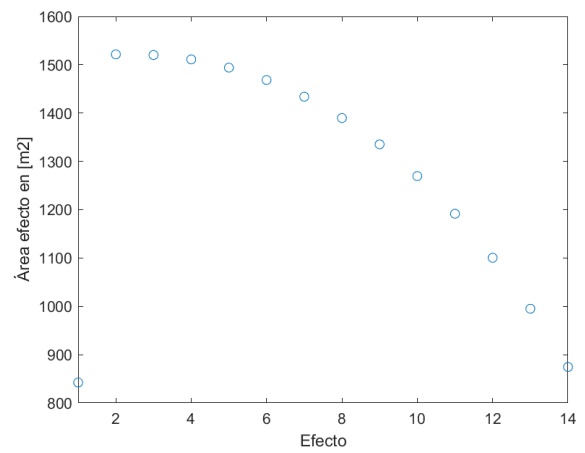
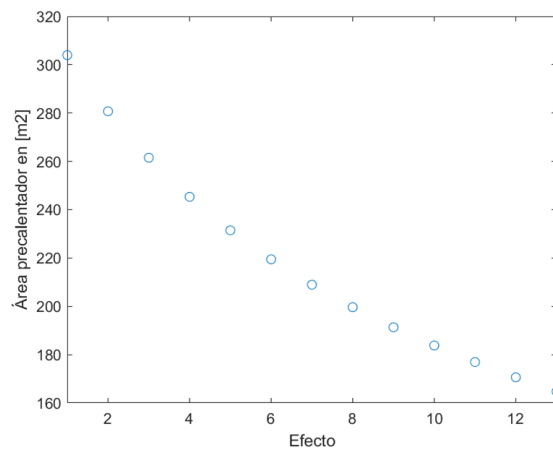


Figura G.11: Temperatura de entrada de 72 [°C]

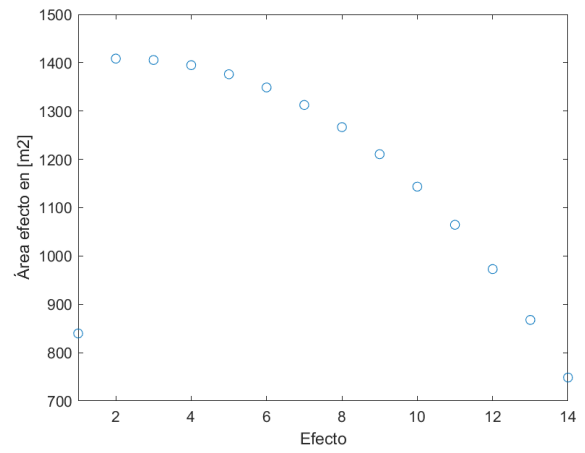
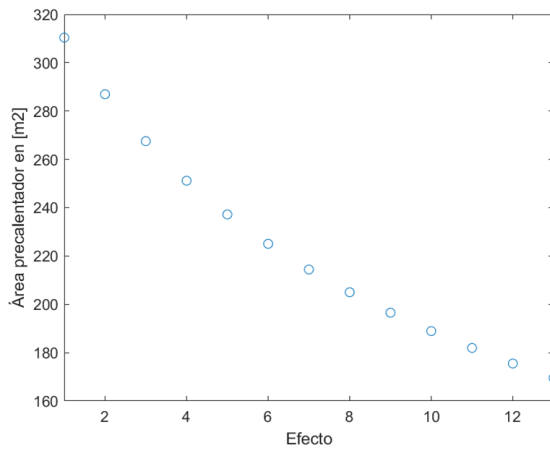


Figura G.12: Temperatura de entrada de 74 [°C]

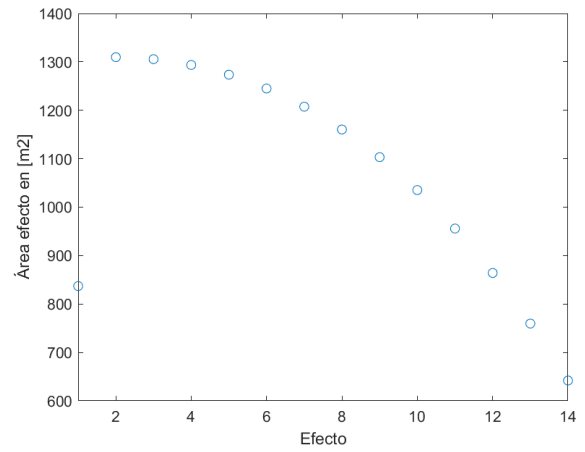
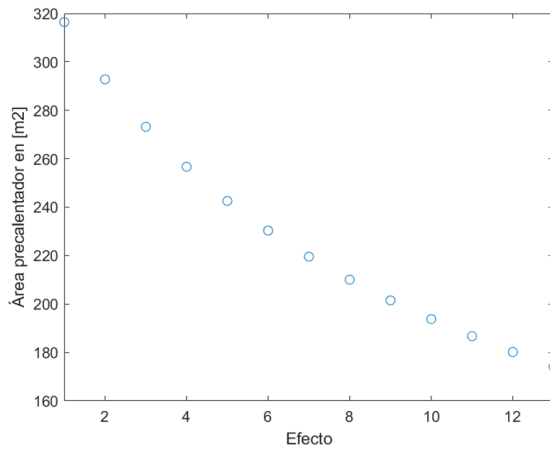


Figura G.13: Temperatura de entrada de 76 [°C]

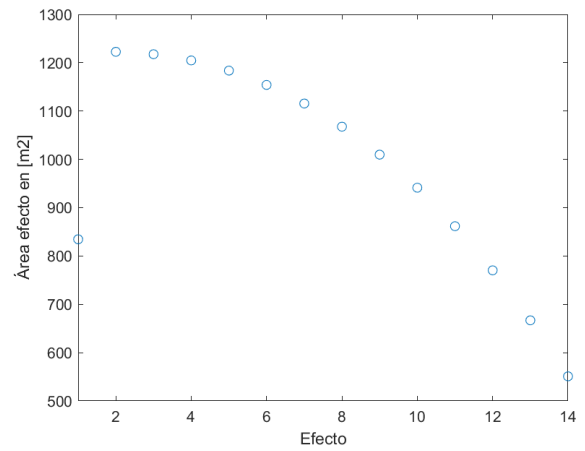
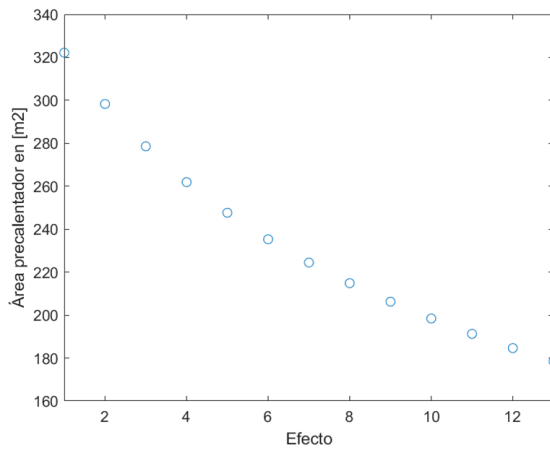


Figura G.14: Temperatura de entrada de 78 [°C]

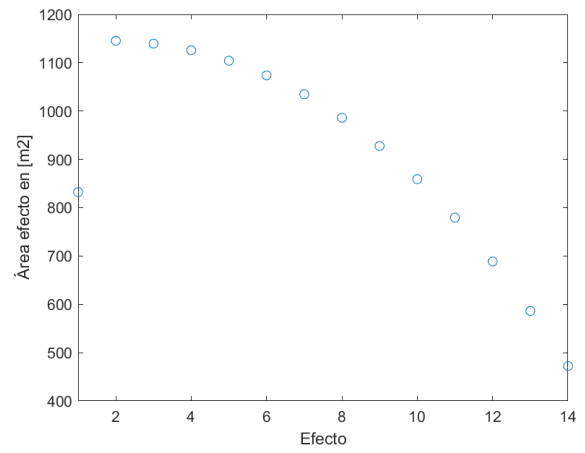
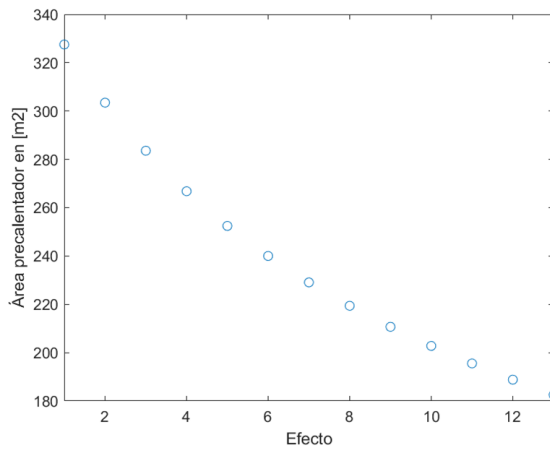


Figura G.15: Temperatura de entrada de 80 [°C]

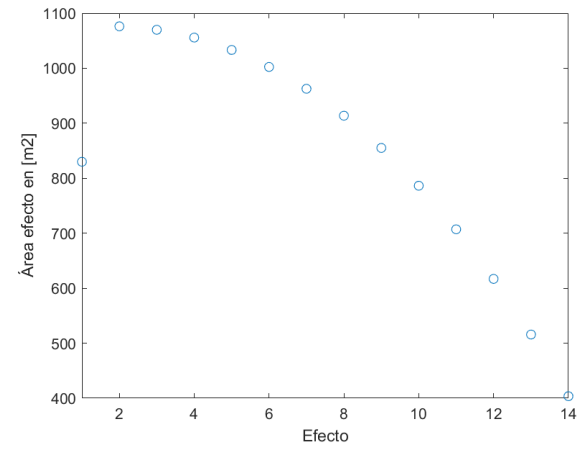
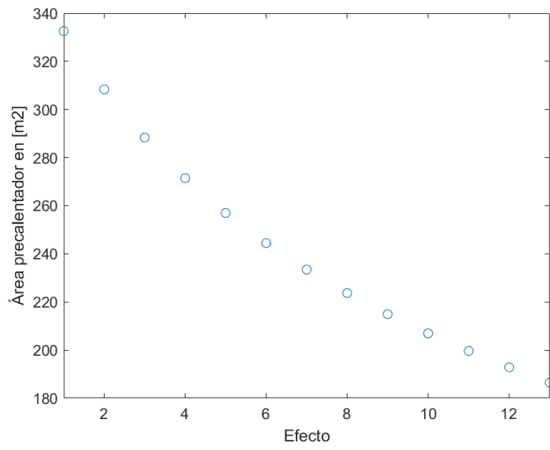


Figura G.16: Temperatura de entrada de 82 [°C]

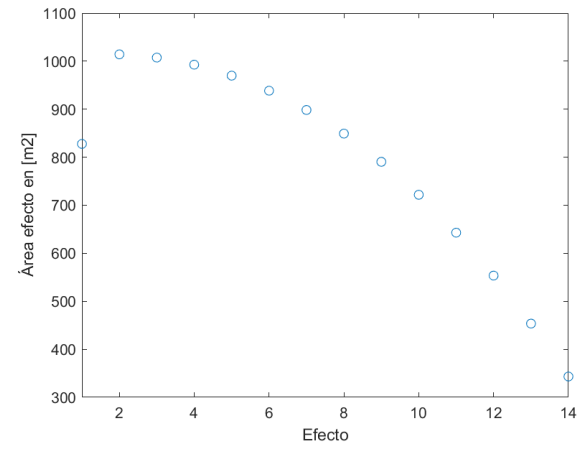
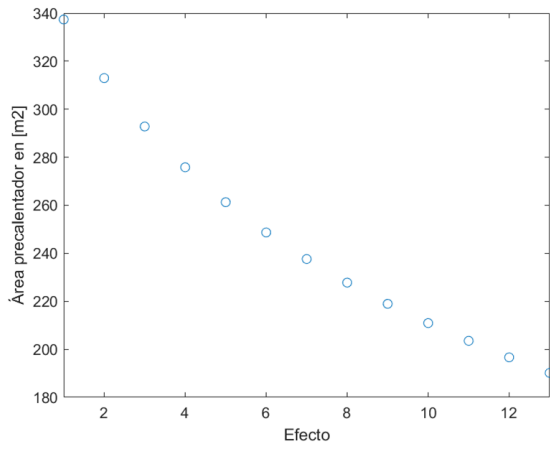


Figura G.17: Temperatura de entrada de 84 [°C]

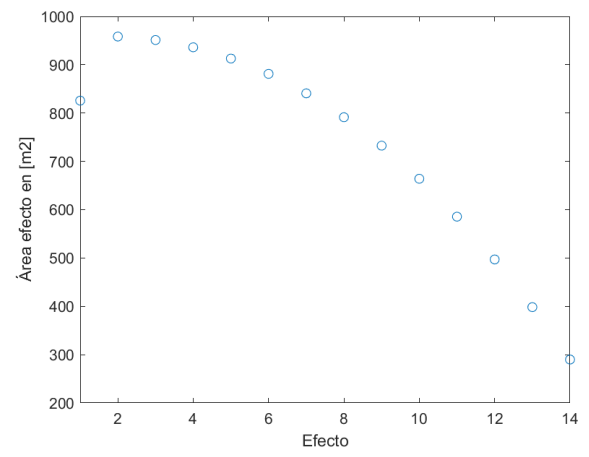
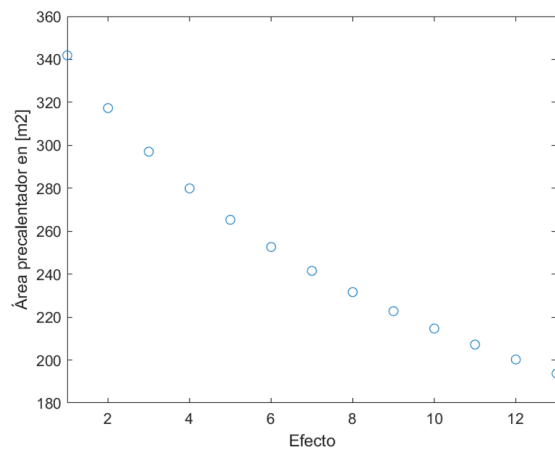


Figura G.18: Temperatura de entrada de 86 [°C]

## Anexo H. Indicadores de la planta MED: Días característicos

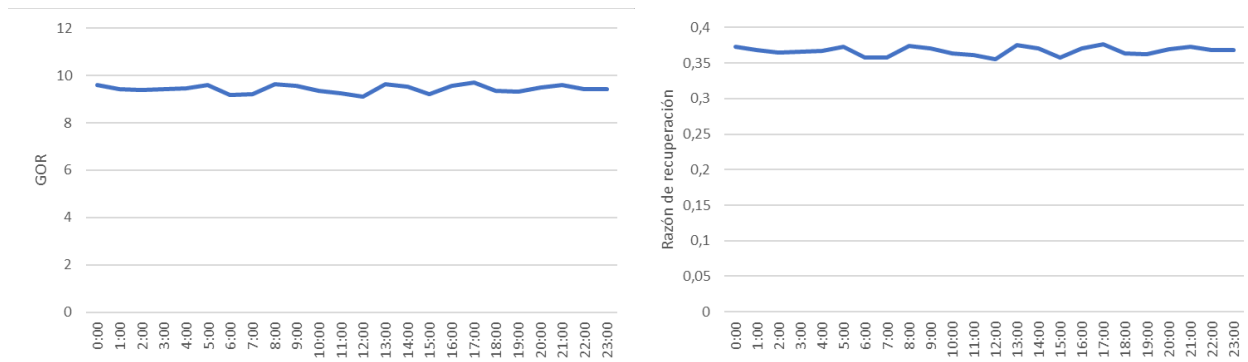


Figura H.1: GOR y Razón de recuperación para un día soleado de verano.

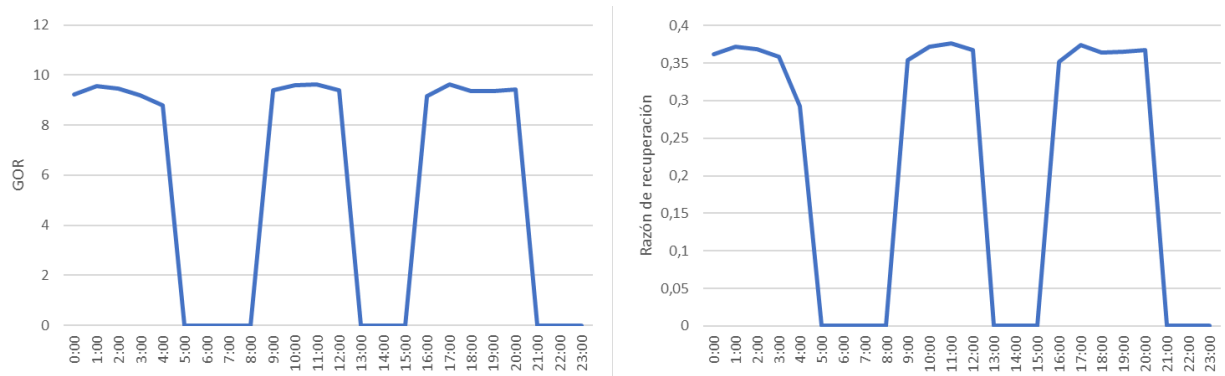


Figura H.2: GOR y Razón de recuperación para un día nublado de verano.

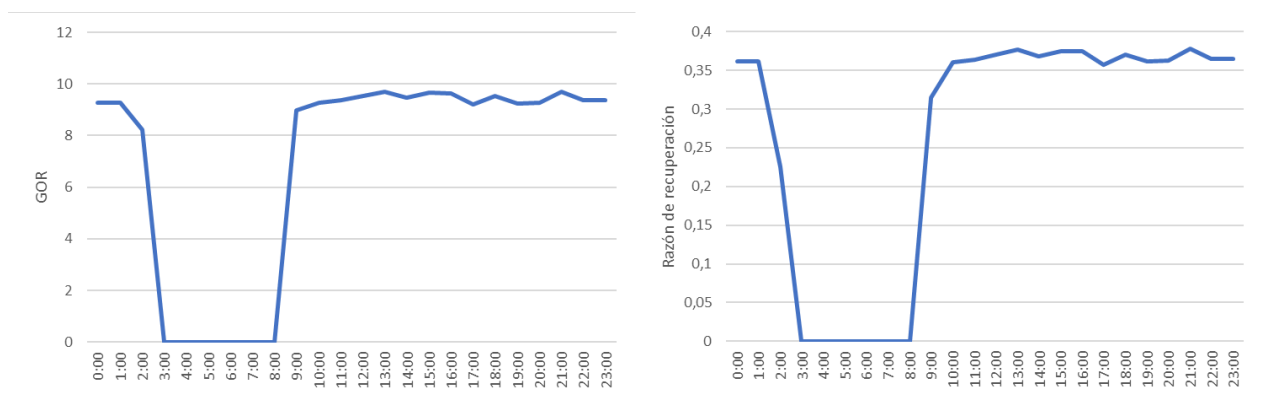


Figura H.3: GOR y Razón de recuperación para un día soleado de invierno.

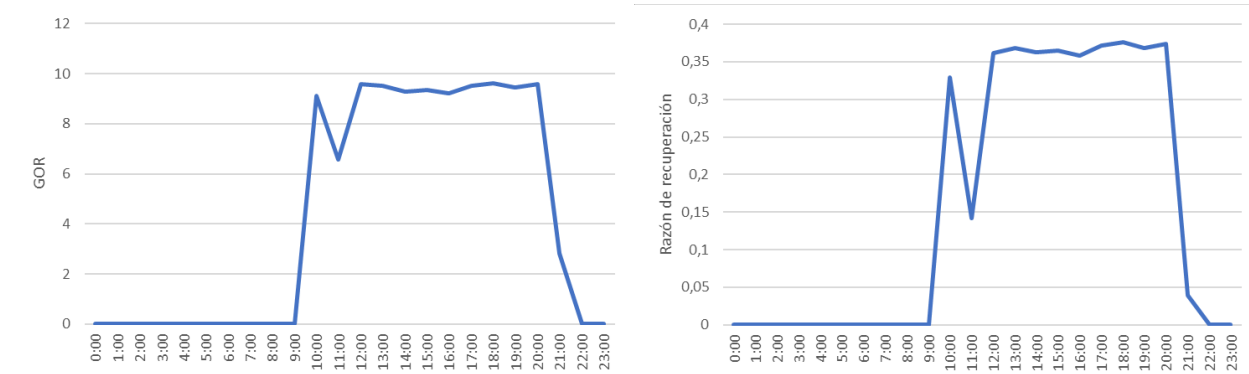


Figura H.4: GOR y Razón de recuperación para un día nublado de invierno.

# Anexo I. Códido Modelo MED Transiente

Código I.1: Modelo computacional para la planta MED Transiente

```
1
2 %Flujo másico en [kg/s] o [m3/hr]
3 %% Inicialización de parámetros
4
5 %% Parámetros modelo transiente Verano Soleado
6 T_in = [70.64, 79.38, 72.12, 71.88, 71.76, 70.7, 73.58, 73.5, 75.69, 70.97, 73.67, 78.52, 79.68,
   ↪ 75.48, 74.44, 73.38, 70.93, 75.17, 73.95, 72.68, 71.34, 70.55, 79.38, 78.45]; %[°C]
7 Q_in = [208.233, 207.699, 208.186, 208.221, 208.253, 208.334, 208.234, 208.174, 207.645,
   ↪ 208.001, 207.805, 207.402, 207.295, 207.663, 207.745, 207.827, 208.005, 207.688,
   ↪ 207.784, 208.057, 208.149, 208.205, 207.636, 207.724]*10^6/20; %[W]
8
9 %% Parámetros fijos
10 %Temperaturas caso base
11 Tv_cb = [64.2865, 61.5649, 58.8411, 56.1153, 53.3875, 50.6578, 47.9264, 45.1938,
   ↪ 42.4602, 39.7264, 36.9930, 34.2607, 31.5307, 28.8038]; %[°C]
12 %Taa_cb = [62.2066, 59.4723, 56.7351, 53.9952, 51.2524, 48.5067, 45.7574,
   ↪ 43.0029, 40.2391, 37.4560, 34.6308, 31.7122, 28.5860, 25.0000]; %[°C]
13 %Tb_cb = [65.0000, 62.3077, 59.6154, 56.9231, 54.2308, 51.5385, 48.8462, 46.1538,
   ↪ 43.4615, 40.7692, 38.0769, 35.3846, 32.6923, 30.0000]; %[°C]
14
15 %Áreas en m^2
16 Aef = [0.8451, 1.6518, 1.6524, 1.6454, 1.6305, 1.6073, 1.5751, 1.5334,
   ↪ 1.4813, 1.4179, 1.3418, 1.2520, 1.1471, 1.0259] * 10^3; %efectos
17 Apc = [297.0979, 274.1210, 255.1207, 239.1157, 225.4297, 213.5767, 203.1959, 194.0110,
   ↪ 185.8050, 178.4042, 171.6665, 165.4745, 159.7303]; %Precalentadores
18 Ac = 572.6991;
19
20 %Coeficientes de intercambio
21 Upc = [1.9386e+03, 1.9309e+03, 1.9228e+03, 1.9144e+03, 1.9058e+03, 1.8969e+03, 1.8878e
   ↪ +03, 1.8785e+03, 1.8691e+03, 1.8595e+03, 1.8498e+03, 1.8400e+03, 1.8301e+03];
22 Uef = [2.4603e+03, 2.4490e+03, 2.4370e+03, 2.4245e+03, 2.4114e+03, 2.3976e+03, 2.3832e
   ↪ +03, 2.3680e+03, 2.3521e+03, 2.3355e+03, 2.3181e+03, 2.2998e+03, 2.2807e+03,
   ↪ 2.2607e+03];
23 Uc = 1.8202e+03;
24
25 Taim = 18.1; %T° agua ingreso mar.
26 Maa = 114.9835; %kg/s
27 Xaa = 35000; %Concentración inicial del agua de mar [35000 ppm promedio en Chile].
28 N = 14; %Número de efectos.
29 %%
30 GORh = zeros(1,24);
31 RRph = zeros(1,24);
32 Mprodh = zeros(1,24);
33
34 for j=1:23
35     Q = Q_in(j);
36     Ts = T_in(j); %T° steam en °C
```

```

37 Tsf = Ts*(9/5)+32; %T° steam en °F
38
39 if Q == 0
40     GORh(j) = 0;
41     RRph(j) = 0;
42     Mrpodh(j) = 0;
43     disp("No hay producción")
44 else
45     %Primeros cálculos
46     Saa = Xaa/1000; % Concentración de sal [gr sal/kg de solución]
47     hgs = 2499.15+1.955*Ts-1.927*(10^-3)*Ts^2; %Entalpía vapor saturado.
48     hls = (-31.92+1.0011833*Tsf-3.0833326*(10^-5)*Tsf^2+4.666663*(10^-8)*Tsf
         ↪ ^3+3.3333334*(10^-10)*Tsf^4)*2.326; %Entalpía líquido saturado.
49     Ls = hgs-hls; %Calor latente vapor de entrada.
50     Ms = (Q/1000) / Ls; %Flujo vapor de entrada [kg/s]
51
52 %% Definición de matrices para guardar cálculos.
53
54     %Temperaturas
55     Tb = zeros(2,length(N-1)); %Matriz para T° de efectos (concentrado salino).
56     %Fila 1:T°[°C].
57     %Fila 2:T°[°F]
58     Tv = zeros(1,length(N-1)); %Matriz para T° de vapor de efectos [°C].
59     Tv2 = zeros(1,length(N-1)); %Matriz para T° de vapor de efectos [°C]
60     Taa = zeros(1,length(N-1)); %Matriz para T° de agua alimentación al pasar por
    ↪ precalentadores.
61     %Fila 1:T°[°C].
62     %Fila 2:T°[°F].
63     Td = zeros(1,length(N-1)); %Matriz para T° de destilado [°C].
64
65     %Calores latentes
66     Lvc = zeros(1,length(N-1)); %vapor de precalentador.
67     Lv = zeros(1,length(N-1)); %vapor a condensar.
68     Lve = zeros(1,length(N-1)); %vapor por ebullición.
69     Lf = zeros(3,length(N-1)); %Calor latente y entalpía para %flasheo.
70     %Fila 1:Entalpía agua saturada.
71     %Fila 2:Entalpía vapor saturado.
72     %Fila 3:Calor latente vapor.
73
74     %Fluios másicos
75     Mvc = zeros(1,length(N-1)); %vapor en precalentador.
76     Mve = zeros(1,length(N-1)); %vapor por ebullición.
77     Mvf = zeros(1,length(N-1)); %vapor por flasheo.
78     Mv = zeros(1,length(N-1)); %vapor.
79     Md = zeros(1,length(N-1)); %destilado.
80     Mb = zeros(1,length(N-1)); %concentrado salino.
81
82     Sb = zeros(3,length(N-1)); %Concentración salina:
83     %Fila 1:[g/kg].
84     %Fila 2:[g/g].
85     %Fila 3:[ppm].
86

```



```

87     Cpa = zeros(1,length(N-1)); %Calor específico del agua
88
89     %Precalentador calculado con Maa
90     %DTlog_cb = zeros(1,length(N-2));
91     DTlog = zeros(1,length(N-2));
92     Qpc1 = zeros(1,length(N-2));
93
94     %% Rellenar matrices
95
96     Tb(1,1) = Ts - 5;
97     Tb(2,1) = Tb(1,1)*9/5 + 32;
98
99     Taa(1,1) = Tb(1,1) - 2;
100    Taa(2,1) = Taa(1,1)*9/5 + 32;
101
102    Taa(1,N) = Taim +7;
103    Taa(2,N) = Taa(1,N)*9/5 + 32;
104
105    DTaa = -(Taa(1,N)-Taa(1,1))/(N-1);
106
107    for i=1:N-1
108
109        Taa(1,i+1) = Taa(1,i) - DTaa;
110        Taa(2,i+1) = Taa(1,i+1)*9/5 + 32;
111
112        Cpa1 = (1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Taa(2,i)+1.3999989*(10^-7)*Taa(2,i)
113            ↪ ^2+1.3333336*(10^-9)*Taa(2,i)^3)*4.1868; %Calor específico [kJ/kg°C]
114        Cpa(i) = Cpa1;
115
116        Qpc1(i) = Maa*Cpa(i)*DTaa;
117
118        %DTlog_cb(i) = ((Tv_cb(i)-Taa_cb(i+1))-(Tv_cb(i)-Taa_cb(i)))/log((Tv_cb(i)-Taa_cb
119            ↪ (i+1))/(Tv_cb(i)-Taa_cb(i)));
120
121    % Ecuación de calor para obtener Tv en el precalentador "i"
122    EcuacionTv = @(Tvi) Apc(i)*Upc(i)*((Tvi-Taa(1,i+1))-(Tvi-Taa(1,i)))/log((Tvi-Taa(1,i+1))
123        ↪ /(Tvi-Taa(1,i))) - Qpc1(i)*1000;
124    valor_inicial = Tv_cb(i);
125
126    % Configurar opciones de fsolve
127    options = optimoptions('fsolve', 'Display', 'iter', 'TolFun', 1e-6, 'MaxIter', 100);
128
129    % Resolver la ecuación con fsolve
130    Tv(i) = real(fsolve(EcuacionTv, valor_inicial, options));
131
132    end
133
134    %% Efecto 1
135
136    %Matriz de entalpías a Tb.
137    Lf(1,1) = (-31.92+1.0011833*Tb(2,1)-3.0833326*(10^-5)*Tb(2,1)^2+4.666663*(10^-8)*Tb
138        ↪ (2,1)^3+3.3333334*(10^-10)*Tb(2,1)^4)*2.326; %Entalpía agua.

```

```

135 Lf(2,1) = 2499.15+1.955*Tb(1,1)-1.927*(10^-3)*Tb(1,1)^2; %Entalpía vapor.
136 Lf(3,1) = Lf(2,1)-Lf(1,1); %Calor latente.
137
138 %Coeficientes para el BPE
139 BB = (6.71+6.34*(10^-2)*Tb(1,1)+9.74*(10^-5)*Tb(1,1)^2)*(10^-3);
140 CC = (22.238+9.59*(10^-3)*Tb(1,1)+9.42*(10^-5)*Tb(1,1)^2)*(10^-8);
141
142 Tve = Tv(1);
143 Tvef = Tve*9/5 + 32;
144
145 hgve = 2499.15+1.955*Tve-1.927*(10^-3)*Tve^2; %Entalpía vapor "vapor evaporado".
146 hlve = (-31.92+1.0011833*Tvef-3.0833326*(10^-5)*Tvef^2+4.666663*(10^-8)*Tvef
    ↪ ^3+3.3333334*(10^-10)*Tvef^4)*2.326; %Entalpía líquido "vapor evaporado".
147 Lve(1) = hgve-hlve; %Calor latente "vapor evaporado".
148
149 Mve(1) = (Q/1000+Maa*Cpa(1)*(Taa(1,1)-Tb(1,1)))/Lve(1);
150 Mb(1) = Maa-Mve(1);
151 Lvc(1) = Lve(1);
152 Mvc(1)=(Maa*Cpa(1)*(Taa(1,1)-Taa(1,2)))/Lvc(1);
153 Mv(1) = Mve(1)-Mvc(1);
154 Sb(1,1) = (Maa/Mb(1))*Saa; %Concentración salina[g/kg].
155 Sb(2,1) = Sb(1,1)/1000; %Concentración salina[g/g].
156 Sb(3,1) = 1000*Sb(1,1); %Concentración salina[ppm].
157 BPE = Sb(3,1)*(BB+CC*Sb(3,1))*(10^-3); %Boiling point elevation.
158 Td(1) = 0; %No hay destilado
159 Tv2(1) = Tb(1,1) - BPE;
160
161 %% Efecto 2 a N
162 for i=2:N-1
163 %Q = Aef1*Uef1*DT
164 Tb(1,i) = Tv(i-1) - Mv(i-1)*Lve(i-1)/(Uef(i)*Aef(i))*1000;
165 Tb(2,i) = (9/5)*Tb(1,i) + 32; %°F
166
167 %% Valores que dependen solo de Tb y Taa
168
169 %Matriz de entalpías a Tb.
170 Lf(1,i) = (-31.92+1.0011833*Tb(2,i)-3.0833326*(10^-5)*Tb(2,i)^2+4.666663*(10^-8)*Tb(2,i)
    ↪ ^3+3.3333334*(10^-10)*Tb(2,i)^4)*2.326; %Entalpía agua.
171 Lf(2,i) = 2499.15+1.955*Tb(1,i)-1.927*(10^-3)*Tb(1,i)^2; %Entalpía vapor.
172 Lf(3,i) = Lf(2,i)-Lf(1,i); %Calor latente.
173
174 %Vapor flasheado
175 Pflash = (Lf(1, i - 1) - Lf(1, i)) / Lf(3, i);
176 Mvf(i) = Mb(i - 1) * Pflash;
177
178 %Calor específico del agua
179 Cpaa = (1.0011833 - 6.1666652 * (10^-8) * Taa(2, i) + 1.3999989 * (10^-7) * Taa(2, i)^2 +
    ↪ 1.3333336 * (10^-9) * Taa(2, i)^3) * 4.1868; % C.calorífica agua alimentación [ki/kg°
    ↪ C]
180 Cpa(i) = Cpaa;
181
182 %Coeficientes para BPE

```

```

183 BB = (6.71+6.34*(10^-2)*Tb(1,i)+9.74*(10^-5)*Tb(1,i)^2)*(10^-3);
184 CC = (22.238+9.59*(10^-3)*Tb(1,i)+9.42*(10^-5)*Tb(1,i)^2)*(10^-8);
185
186 Tve = Tv(i);
187 Tvef = 9/5*Tve + 32;
188
189 hgve = 2499.15+1.955*Tve-1.927*(10^-3)*Tve^2; %Entalpía vapor "vapor evaporado".
190 hlve = (-31.92+1.0011833*Tvef-3.0833326*(10^-5)*Tvef^2+4.666663*(10^-8)*Tvef
    ↪ ^3+3.3333334*(10^-10)*Tvef^4)*2.326; %Entalpía líquido "vapor evaporado".
191 Lve(i) = hgve-hlve; %Calor latente "vapor evaporado".
192
193 Mvc(i) = (Maa*Cpa(i)*(Taa(1,i)-Taa(1,i+1)))/Lve(i);
194
195 Cpbw = (1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Tvef+1.3999989*(10^-7)*Tvef^2+1.3333336*(10^-9)*
    ↪ Tvef^3)*4.1868;
196 Cpb = (1-Sb(2,i-1)*(0.011311-0.00001146*Tb(2,i-1)))*Cpbw; %C.calorífica concentrado [ki/kg
    ↪ °C]
197 Mve(i) = (Mv(i-1)*Lve(i-1)+Mb(i-1)*Cpb*(Tb(1,i-1)-Tb(1,i))- Mvf(i)*Lf(3,i))/Lve(i);
198 Mv(i) = Mve(i)+Mvf(i)-Mvc(i);
199 Mb(i) = Mb(i-1)-(Mve(i)+Mvf(i));
200 Sb(1,i) = (Mb(i-1)/Mb(i))*Sb(1,i-1); %Concentración salina[g/kg].
201 Sb(2,i) = Sb(1,i)/1000; %Concentración salina[g/g].
202 Sb(3,i) = 1000*Sb(1,i); %Concentración salina[ppm].
203 BPE(i) = Sb(3,i)*(BB+CC*Sb(3,i))*(10^-3); %Boiling point elevation.
204 Tv2(i) = Tb(1,i)-BPE(i);
205
206 %Mixer
207 Md(i) = Md(i-1)+Mv(i-1)+Mvc(i-1);
208 Cpv = (1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Tv(i-1)+1.3999989*(10^-7)*Tv(i-1)^2+2.33333*(10^-9)
    ↪ *Tv(i-1)^3)*4.1868; %C. calorífica vapor[kJ/kg°C]
209
210 %Destilado
211 %T° destilado, primera aproximación.
212 Cpd1 = (1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Td(i-1)+1.3999989*(10^-7)*Td(i-1)
    ↪ ^2+1.3333336*(10^-9)*Td(i-1)^3)*4.1868; %C. calorífica destilado[kJ/kg°C]
213 Td(i) = (Md(i-1)*Cpd1*Td(i-1)+Mve(i-1)*Cpv*Tv(i-1))/(Cpd1*Md(i));
214 %T° destilado, segunda aproximación.
215 Cpd2 = (1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Td(i)+1.3999989*(10^-7)*Td(i)^2+1.3333336*(10^-9)*
    ↪ Td(i)^3)*4.1868; %C. calorífica destilado[kJ/kg°C]
216 Td(i) = (Md(i-1)*Cpd1*Td(i-1)+Mve(i-1)*Cpv*Tv(i-1))/(Cpd2*Md(i));
217 end
218
219 %% Efecto N
220 %Q = Aef1*Uef1*DT
221 Tb(1,N) = Tv(N-1) - Mv(N-1)*Lve(N-1)/(Uef(N)*Aef(N));
222 Tb(2,N) = (9/5)*Tb(1,N) + 32; %°F
223
224 %% Valores que dependen solo de Tb y Taa
225
226 %Matriz de entalpías a Tb.
227 Lf(1,N) = (-31.92+1.0011833*Tb(2,N)-3.0833326*(10^-5)*Tb(2,N)^2+4.666663*(10^-8)*Tb
    ↪ (2,N)^3+3.3333334*(10^-10)*Tb(2,N)^4)*2.326; %Entalpía agua.

```

```

228 Lf(2,N) = 2499.15+1.955*Tb(1,N)-1.927*(10^-3)*Tb(1,N)^2; %Entalpía vapor.
229 Lf(3,N) = Lf(2,N)-Lf(1,N); %Calor latente.
230
231 %Vapor flasheado
232 Pflash = (Lf(1, N - 1) - Lf(1, N)) / Lf(3, N);
233 Mvf(N) = Mb(N - 1) * Pflash;
234
235 %Calor específico del agua
236 Cpa = (1.0011833 - 6.1666652 * (10^-8) * Taa(2, N) + 1.3999989 * (10^-7) * Taa(2, N)^2 +
    ↪ 1.3333336 * (10^-9) * Taa(2, N)^3) * 4.1868; % C.calorífica agua alimentación [ki/kg
    ↪ °C]
237 Cpa(N) = Cpa;
238
239 %Coeficientes para BPE
240 BB = (6.71+6.34*(10^-2)*Tb(1,N)+9.74*(10^-5)*Tb(1,N)^2)*(10^-3);
241 CC = (22.238+9.59*(10^-3)*Tb(1,N)+9.42*(10^-5)*Tb(1,N)^2)*(10^-8);
242
243
244 %% Calculo
245 %Primera aproximación
246 Tve = Tv_cb(N);
247 Tvef = 9/5*Tve + 32;
248
249 hgve = 2499.15+1.955*Tve-1.927*(10^-3)*Tve^2; %Entalpía vapor "vapor evaporado".
250 hlve = (-31.92+1.0011833*Tvef-3.0833326*(10^-5)*Tvef^2+4.666663*(10^-8)*Tvef
    ↪ ^3+3.3333334*(10^-10)*Tvef^4)*2.326; %Entalpía líquido "vapor evaporado".
251 Lve(N) = hgve-hlve; %Calor latente "vapor evaporado".
252
253 Mvc(N) = 0; %En último efecto no hay precalentador.
254
255 Cpbw = (1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Tvef+1.3999989*(10^-7)*Tvef^2+1.3333336*(10^-9)*
    ↪ Tvef^3)*4.1868;
256 Cpb = (1-Sb(2,N-1)*(0.011311-0.00001146*Tb(2,N-1)))*Cpbw; %C.calorífica concentrado [ki/
    ↪ kg°C]
257 Mve(N) = (Mv(N-1)*Lve(N-1)+Mb(N-1)*Cpb*(Tb(1,N-1)-Tb(1,N))- Mvf(N)*Lf(3,N))/Lve(N
    ↪ );
258 Mv(N) = Mve(N)+Mvf(N)-Mvc(N);
259 Mb(N) = Mb(N-1)-(Mve(N)+Mvf(N));
260 Sb(1,N) = (Mb(N-1)/Mb(N))*Sb(1,N-1); %Concentración salina[g/kg].
261 Sb(2,N) = Sb(1,N)/1000; %Concentración salina[g/g].
262 Sb(3,N) = 1000*Sb(1,N); %Concentración salina[ppm].
263 BPE(N) = Sb(3,N)*(BB+CC*Sb(3,N))*(10^-3); %Boiling point elevation.
264 Tv(N) = Tb(1,N)-BPE(N);
265
266 %Segunda Aproximación
267 Tve = Tv(N);
268 Tvef = 9/5*Tve + 32;
269
270 hgve = 2499.15+1.955*Tve-1.927*(10^-3)*Tve^2; %Entalpía vapor "vapor evaporado".
271 hlve = (-31.92+1.0011833*Tvef-3.0833326*(10^-5)*Tvef^2+4.666663*(10^-8)*Tvef
    ↪ ^3+3.3333334*(10^-10)*Tvef^4)*2.326; %Entalpía líquido "vapor evaporado".
272 Lve(N) = hgve-hlve; %Calor latente "vapor evaporado".

```

```

273
274 Mvc(N) = 0; %En último efecto no hay precalentador.
275
276 Cpbw = (1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Tvef+1.3999989*(10^-7)*Tvef^2+1.3333336*(10^-9)*
    ↪ Tvef^3)*4.1868;
277 Cpb = (1-Sb(2,N-1)*(0.011311-0.00001146*Tb(2,N-1)))*Cpbw; %Calor específico
    ↪ concentrado [kJ/kg°C]
278 Mve(N) = (Mv(N-1)*Lve(N-1)+Mb(N-1)*Cpb*(Tb(1,N-1)-Tb(1,N))- Mvf(N)*Lf(3,N))/Lve(N
    ↪ );
279 Mv(N) = Mve(N)+Mvf(N)-Mvc(N);
280 Mb(N) = Mb(N-1)-(Mve(N)+Mvf(N));
281 Sb(1,N) = (Mb(N-1)/Mb(N))*Sb(1,N-1); %Concentración salina[g/kg].
282 Sb(2,N) = Sb(1,N)/1000; %Concentración salina[g/g].
283 Sb(3,N) = 1000*Sb(1,N); %Concentración salina[ppm].
284 BPE(N) = Sb(3,N)*(BB+CC*Sb(3,N))*(10^-3); %Boiling point elevation.
285 Tv(N) = Tb(1,N)-BPE(N);
286
287 %Mixer
288 Md(N) = Md(N-1)+Mv(N-1)+Mvc(N-1);
289 Cpv = (1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Tv(N-1)+1.3999989*(10^-7)*Tv(N-1)
    ↪ ^2+1.3333336*(10^-9)*Tv(N-1)^3)*4.1868; %C. calorífica vapor[kJ/kg°C]
290
291 %Destilado
292 %T° destilado, primera aproximación.
293 Cpd1 = (1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Td(N-1)+1.3999989*(10^-7)*Td(N-1)
    ↪ ^2+1.3333336*(10^-9)*Td(N-1)^3)*4.1868; %C. calorífica destilado[kJ/kg°C]
294 Td(N) = (Md(N-1)*Cpd1*Td(N-1)+Mve(N-1)*Cpv*Tv(N-1))/(Cpd1*Md(N));
295 %T° destilado, segunda aproximación.
296 Cpd2 = (1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Td(i)+1.3999989*(10^-7)*Td(i)^2+1.3333336*(10^-9)*
    ↪ Td(i)^3)*4.1868; %C. calorífica destilado[kJ/kg°C]
297 Td(N) = (Md(N-1)*Cpd1*Td(N-1)+Mve(N-1)*Cpv*Tv(N-1))/(Cpd2*Md(N));
298
299 %% Condensador
300 Mprodreal = Md(N)+Mve(N)+Mvf(N); %Flujo producto destilado kg/s.
301 Tdnf = Td(N)*(9/5) + 32; %En [°F].
302
303 %Calor específico destilado efecto "N"[kJ/kg°C]
304 Cpdn = (1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Tdnf+1.3999989*(10^-7)*Tdnf^2+1.3333336*(10^-9)*
    ↪ Tdnf^3)*4.1868;
305
306 %Flujo flasheado condensador.
307 Mdfc = (Md(N)*Cpdn*(Td(N)-Tv(N)))/Lve(N);
308
309 Taimf = Taim*(9/5)+32; %En [°F].
310
311 %Cakir específico agua ingreso mar[kJ/kg°C]
312 Cpaim1 = (1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Taimf+1.3999989*(10^-7)*Taimf
    ↪ ^2+1.3333336*(10^-9)*Taimf^3)*4.1868;
313 Cpaim = (1-0.035*(0.011311-0.00001146*Taimf))*Cpaim1;
314
315 %Flujo de ingreso de agua de mar.
316 Maim = ((Mve(N)+Mvf(N)+Mdfc)*Lve(N)*0.98)/(Cpaim*(Taa(1,N)-Taim));

```

```

317
318 %Flujo agua retorno al mar.
319 Mavm = Maim-Maa;
320 if Mavm<0 %Debe volver agua al mar
321     disp('Flujo de descarga al mar negativo, cambiar parámetros')
322     disp('Aumentar flujo de vapor')
323 end
324
325 %Flujo no flasheado en condensador.
326 Mdlc = Md(N)-Mdfc;
327
328 %Temperatura vapor flasheado en el condensador
329 Tvnf = Tv(N)*(9/5)+32; %Tv flasheado efecto "N" en [°F].
330
331 %Calor específico vapor flasheado[kJ/kg°C]
332 CpvN = (1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Tvnf+1.3999989*(10^-7)*Tvnf^2+1.3333336*(10^-9)*
    ↪ Tvnf^3)*4.1868;
333
334 %Entalpía del agua obtenida.
335 Hap = (Md(N)*Cpdn*Td(N)+(Mve(N)+Mvf(N))*CpvN*Tv(N)+Maim*Cpaim*(Taa(1,N)-
    ↪ Taim))/Mprodreal;
336
337 %% Indicadores
338 GORh(j) = Mprodreal/Ms; %Gained output ratio (GOR).
339 RR = Mprodreal/Maa; %Recovery ratio (tasa de transformación).
340 RRph(j) = RR*100; %Recovery ratio en porcentaje.
341 Mprodh(j) = Mprodreal;
342 Mprodreal2 = Mprodreal*86.4; %Producto real en [m3/día]
343 end
344 end

```