



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

EVALUACIÓN DE REEMPLAZO DE CENTRAL TÉRMICA MEJILLONES POR  
CENTRAL SOLAR

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL MECÁNICO

PEDRO PABLO HOFFMANN HEISE

PROFESOR GUÍA:  
RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
ALVARO VALENCIA MUSALEM  
JUAN C. ELICER CORTÉS

SANTIAGO DE CHILE  
2020

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR  
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO  
POR: PEDRO PABLO HOFFMANN HEISE  
FECHA: 2020  
PROF. GUÍA: RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

## EVALUACIÓN DE REEMPLAZO DE CENTRAL TÉRMICA MEJILLONES POR CENTRAL SOLAR

Como memoria para acceder al título de ingeniero mecánico, se ha realizado un estudio, que evalúa, técnica y económicamente, el posible reemplazo de las unidades termoelectricas a carbón CTM1 y CTM2, las cuales, junto al resto del complejo industrial de mejillones, han llevado a la zona a ser llamada "de sacrificio", por su gran contaminación, por tres unidades de generación en base a energía solar, utilizando la tecnología de concentración solar de potencia con torre central y almacenamiento térmico en base a sales fundidas

En el desarrollo de este informe se desarrolla exitosamente la ingeniería conceptual y básica de este proyecto, considerando dos variaciones de despacho de energía, la configuración I, que busca el almacenamiento de energía durante el día para su utilización por la noche, y la configuración II, que busca el despacho constante de energía durante el día y la noche.

Ambas configuraciones evaluadas lograron un suministro de energía superior al despacho de las unidades CTM1 y CTM2 en un 105 % (config I) y en un 118 % (config II), alcanzando factores de planta de 80,3 % (config I) y 85 % (config II), comparables con las centrales a carbón de mejor rendimiento, sin embargo la estabilidad de la generación de energía sigue siendo sensible a las condiciones meteorológicas y estacionales.

Los indicadores de rentabilidad VAN y TIR dieron resultados positivos en todos los casos, encontrando que, al intentar forzar las plantas a un régimen de generación constante durante la noche, la rentabilidad cae en un 18.5 % (config I) y un 3 % (config II). Para evitar la incertidumbre de la evolución del precio medio de mercado a futuro se calculó también el LCOE de las plantas obteniendo valores de 82 (config I) y 81 (config II) USD/MWh valores que se encuentran en el rango competitivo del mercado eléctrico chileno.



# Agradecimientos

Hago uso de esta oportunidad para agradecer a todos aquellos que participaron en el transcurso de mi formación, tanto profesional como personal, puesto que gracias a todos ellos se me presenta la oportunidad de recibir el título de ingeniero en esta prestigiosa universidad.

En primer lugar, a mis padres, Pedro y Jacqueline los cuales siempre me han apoyado y han sido consistentemente grandes ejemplos de conducta, además de haberme entregado todas las herramientas para mi formación, poniendo siempre primero mi educación. Así mismo quisiera agradecer a todos mis hermanos, Elena, Hernán y Pilar, ellos también han constituido ejemplos para mi desarrollo y en distintas ocasiones han servido de apoyo emocional.

En segundo lugar, a todos mis profesores, de todas las disciplinas, tanto particulares, como del colegio San José de Angol y por supuesto de la Universidad de Chile, por haber cumplido con su noble labor dejando su impronta en mí. Finalmente, a todos aquellos que he llamado mis compañeros con los que trabaje en conjunto y con los cuales mutuamente nos hemos ayudado. A todos los mencionados muchas gracias.



# Tabla de Contenido

<b>Índice de Tablas</b>	<b>vii</b>
<b>Índice de Ilustraciones</b>	<b>viii</b>
<b>Introducción</b>	<b>1</b>
0.1. Motivación . . . . .	1
0.2. Objetivos . . . . .	2
0.2.1. Objetivos Generales . . . . .	2
0.2.2. Objetivos Específicos . . . . .	2
0.3. Alcances . . . . .	2
<b>1. Antecedentes</b>	<b>4</b>
1.1. Generación térmica en base a carbón . . . . .	4
1.1.1. Complejo termoeléctrico Mejillones . . . . .	6
1.1.2. Unidad CTM1 . . . . .	6
1.1.3. Unidad CTM2 . . . . .	7
1.2. Alternativas de reemplazo . . . . .	7
1.3. Recursos para la generación solar . . . . .	9
1.3.1. Recurso hídrico región de Antofagasta . . . . .	12
1.4. Tecnologías de generación solar . . . . .	13
1.4.1. Tecnología Fotovoltaica . . . . .	13
1.4.2. Tecnología Termo Solar o de Concentración (CSP) . . . . .	14
1.4.3. Sistema de Almacenamiento Mediante Baterías . . . . .	19
1.5. Mercado Eléctrico Chileno . . . . .	19
1.5.1. Mercado Spot . . . . .	19
1.5.2. Mercado de Contratos . . . . .	20
1.5.3. Sistemas Eléctricos . . . . .	21
1.6. System Advisor Model (SAM) . . . . .	22
<b>2. Desarrollo</b>	<b>23</b>
2.1. Análisis y Selección de Alternativas de Redesarrollo . . . . .	23
2.2. Despacho Objetivo . . . . .	23
2.3. Diseño Conceptual . . . . .	24
2.4. Ubicación . . . . .	24
2.5. Tecnología CSP . . . . .	27
2.5.1. Ciclo de potencia . . . . .	27
2.5.2. Turbogenerador . . . . .	28

2.5.3.	Generador de vapor . . . . .	29
2.5.4.	Almacenamiento térmico . . . . .	32
2.5.5.	Torre, Receptor y Campo de Helióstatos . . . . .	32
2.5.6.	Condensador . . . . .	35
2.6.	Costos . . . . .	36
2.7.	Ingresos . . . . .	38
2.8.	Parámetros evaluación económica . . . . .	38
2.8.1.	Indicadores de rentabilidad . . . . .	38
<b>3.</b>	<b>Evaluación Económica</b>	<b>40</b>
3.1.	Análisis de resultados . . . . .	41
	<b>Conclusión</b>	<b>44</b>
	<b>Bibliografía</b>	<b>45</b>
<b>4.</b>	<b>Anexos</b>	<b>47</b>
4.1.	Anexo 1: Pronósticos costo marginal y precio medio de mercado . . . . .	47
4.2.	Anexo 2: perfiles de generación . . . . .	48
4.2.1.	Generación Configuración I . . . . .	48
4.2.2.	Generación Configuración I despacho optimizado . . . . .	48
4.2.3.	Generación Configuración II . . . . .	50
4.2.4.	Generación Configuración II despacho optimizado . . . . .	50

# Índice de Tablas

2.1.	Caracterización ciclo rankine con recalentamiento . . . . .	27
2.2.	Eficiencias isentrópicas de turbinas . . . . .	29
2.3.	Condiciones de las sales en el generador de vapor. . . . .	30
2.4.	Condiciones de las sales en el generador de vapor. . . . .	32
2.5.	Volúmenes para los tanques de sales . . . . .	32
2.6.	Resultados optimización campo solar Configuración I . . . . .	34
2.7.	Resultados optimización campo solar configuración II . . . . .	35
2.8.	Condiciones del condensador. . . . .	36
2.9.	Costos CSP . . . . .	37
3.1.	Inversión Configuración 1 . . . . .	40
3.2.	Inversión Configuración II . . . . .	41
3.3.	Energía Generada anual . . . . .	41
3.4.	Índices de Rentabilidad con 70 % de Deuda . . . . .	41
3.5.	Índices de Rentabilidad con 50 % de Deuda . . . . .	41
4.1.	Costo Marginal promedio por año . . . . .	47



# Índice de Ilustraciones

1.1. Unidades CTC activas en Chile [16] . . . . .	5
1.2. Energía generada, factor de planta, y número de partidas [16] . . . . .	5
1.3. Costo variable y costo de encendido [16] . . . . .	5
1.4. Vista superior complejo termoelectrico Mejillones [16] . . . . .	6
1.5. Esquema Central Termoelectrica a carbón.[16] . . . . .	7
1.6. Potencial energético región de Antofagasta [6] . . . . .	10
1.7. ZIE Región de Antofagasta [6] . . . . .	11
1.8. Niveles de radiación región de Antofagasta [5] . . . . .	11
1.9. Mapa hídrico de la región de Antofagasta [8] . . . . .	12
1.10. Celda fotovoltaica [12] . . . . .	13
1.11. tecnologías CSP [3] . . . . .	15
1.12. Capacidad de plantas bajo construcción y en desarrollo en el mundo por tecnología [3] . . . . .	16
1.13. Factor de capacidad por potencia de diseño sistemas de torre [3] . . . . .	17
1.14. Factores de capacidad por potencia de diseño para centrales cilindro-parabólicas y fresnel [3] . . . . .	17
1.15. Factor de Capacidad, según capacidad de sistema TES [3] . . . . .	18
1.16. diferentes configuraciones de TES para centrales de torre [3] . . . . .	18
1.17. Número de plantas CSP con cada tipo de sistema TES, en construcción y desarrollo en el mundo [3] . . . . .	18
1.18. Mercado Mayorista Chileno [7] . . . . .	20
1.19. Generación Agregada SEN 4/9/2018 [16] . . . . .	21
1.20. Generación PV SEN 4/9/2018 [16] . . . . .	21
1.21. Generación a Carbón SEN 4/9/2018 [16] . . . . .	22
2.1. zonas preseleccionadas [6] . . . . .	25
2.2. Radiación comuna María Helena [5] . . . . .	26
2.3. Radiación comuna Calama [5] . . . . .	26
2.4. Diagrama planta CSP . . . . .	28
2.5. Diseño generador de vapor [21] . . . . .	29
2.6. Tipos de carcasas y tubos según norma TEMA [21] . . . . .	30
2.7. Esquema tanque de sales[9] . . . . .	33
2.8. Configuración Receptor [3] . . . . .	33
2.9. Layouts del Campo de Helióstatos Configuración I . . . . .	34
2.10. Layouts del Campo de Helióstatos configuración II . . . . .	35
2.11. Esquema condensador en seco [15] . . . . .	37

3.1. Pronostico LCOE para 2020 [4]	42
3.2. Pronostico LCOE para 2030 [4]	43



# Introducción

La quema de combustibles fósiles ha sido identificada como una de las principales causas del cambio climático a nivel global, por esto, la generación eléctrica por este medio recibe cada día más rechazo. Dentro de este tipo de centrales de generación, aquellas que funcionan a base de carbón son las más contaminantes, tanto en gases de efecto invernadero como material particulado. En Chile, existen 28 unidades térmicas a carbón, ubicadas en las comunas de Iquique, Tocopilla, Mejillones, Huasco, Puchuncaví y Coronel, que representan el 20,6% de la capacidad instalada del país, las cuales deberán cesar su operación, en un plazo no mayor a 2040, mientras existe presión social para disminuir este plazo.

Una opción para reemplazar la producción de energía, a base de combustibles fósiles, con el objetivo de disminuir la contaminación del aire, son las plantas de energía renovable no convencionales (ERNC), sin embargo, la capacidad de estas para cubrir las necesidades de producción del país, con una demanda energética creciente, está en duda. Energías como eólica y solar se han caracterizado por generar un nivel de potencia muy variable a lo largo del día y las estaciones del año, lo que hace imposible tener un sistema energético que no esté basado en plantas generadoras hidroeléctricas o termoeléctricas, las cuales entregan una potencia relativamente constante (suponiendo un buen funcionamiento).

En los últimos años han surgido significativos avances en la generación mediante ERNC y en almacenamiento de energía, en el siguiente informe se discutirá su viabilidad técnica y económica, como reemplazo de una central termoeléctrica en el norte de Chile.

## 0.1. Motivación

De las unidades térmicas a base de carbón (CTC) en Chile, 16 se encuentran en la zona norte del país, correspondiente a las regiones de Tarapacá y Antofagasta, en esta zona se encuentra uno de los niveles de radiación solar más altos en el planeta, y una gran claridad del cielo, lo que representa una situación ideal para la generación mediante energía solar.

La generación mediante paneles fotovoltaicos (PV) ha alcanzado un nivel de madurez técnica y económica que permite tener este tipo de plantas por bajo costo, sin embargo, por su naturaleza generan energía solo en las horas de mayor radiación en el día. Para tener una oferta de energía constante este tipo de centrales tienden a usarse en conjunto con sistemas de baterías para almacenamiento de energía, no obstante, estos sistemas conllevan una alta inversión, corta vida útil y problemas de contaminación por la liberación de distintos elementos al suelo.

Otra forma de generar energía eléctrica en base a la energía solar, son las llamadas centrales de energía termo-solar o concentración solar de potencia (CSP), estas centrales son altamente compatibles con sistemas de almacenamiento en base a sales fundidas. En centrales que combinan ambas tecnologías, se puede aprovechar los bajos costos de la tecnología fotovoltaica y el almacenamiento de la tecnología termo-solar.

Las condiciones señaladas, revelan la posibilidad de reemplazar una central termo eléctrica a carbón en el norte de Chile, por una Central de energía solar, sin embargo, cabe preguntarse si la tecnología es lo suficientemente madura para que esto sea factible técnica y económicamente.

En la comuna de Mejillones, se encuentra la mayor concentración de generadoras a carbón, con 8 unidades, que suman una potencia nominal de 1.795 MW correspondiente al 35,54 % del total de unidades activas de este tipo, de estas unidades las centrales CTM1 y CTM2 se escogieron por ser las más antiguas, tener la menor potencia y destacar en las emisiones de material particulado.

## **0.2. Objetivos**

### **0.2.1. Objetivos Generales**

- Desarrollar la Ingeniería conceptual y básica para el reemplazo de las unidades CTM1 y CTM2 del complejo térmico mejillones por un sistema basado en energía solar como fuente primaria.

### **0.2.2. Objetivos Específicos**

- Caracterizar el complejo de generación de Mejillones: estructura de la planta actual, el nivel de potencia generada, las diferentes unidades que la integran, y el régimen de operación que se necesita obtener.
- Caracterizar la disponibilidad energética solar en la zona, y los otros recursos energéticos disponibles.
- Planteamiento de una solución conceptual para el reemplazo de la central existente por una central híbrida basada en energía solar con un posible aporte de gas natural.
- Desarrollo de la ingeniería básica para la central elegida. Definir el layout y dimensionar equipos.
- Determinación del costo físico de la nueva central.
- Determinar la factibilidad económica de la central, considerando diferentes fuentes de financiamiento y casos de proyección de precios de la electricidad.

## **0.3. Alcances**

La selección de tecnología se realizará en base a tecnologías existentes termo-solares, para esta selección se tomará en cuenta efectos medioambientales en base a bibliografía existente, más no se realizará un mayor estudio de sus efectos finales.

Las tecnologías solares fotovoltaicas no fueron consideradas en la evaluación, Pues con el régimen de funcionamiento actual del sistema interconectado nacional, las centrales termoeléctricas a carbón evitan competir con la generación fotovoltaica a las horas donde esta es más eficiente, generando así principalmente a horas de la noche y de baja radiación.

Se estudiarán solo tecnologías compatibles con generación solar de energía, mientras que, de las centrales a carbón, se tomarán en cuenta para reemplazo las unidades de generación de la central mejillones, CTM1 y CTM2.

Se estudiará el caso de ser la misma empresa a la que pertenece la central térmica a carbón (Engie), la que financie el reemplazo en el cual se estudiará la posible reutilización de ciertas instalaciones, así como, la posibilidad de cierre y desmantelamiento.

# Capítulo 1

## Antecedentes

### 1.1. Generación térmica en base a carbón

En Chile existen 15 centrales de generación termoeléctrica a carbón, distribuidas en 6 comunas a lo largo del país, que en conjunto agrupan 28 unidades. En algunos casos, las unidades comparten ciertas instalaciones e infraestructura de soporte, por ejemplo: el muelle, la cancha de carbón, la chimenea, la captación y descarga de agua, las plantas de tratamiento de agua, vertedero de cenizas, entre otras.

De todas las unidades CTC en Chile, las centrales ubicadas en Iquique, Mejillones y Tocopilla son candidatas para ser reemplazadas por energía generada por tecnologías solares. Estas van de 85 a 375 MW de Capacidad y todas se encuentran en la costa con el fin de utilizar agua de mar como fuente de enfriamiento.

Para la caracterización de estas plantas, en la figura 1.2 se muestran los datos de energía generada y factores de planta para cada unidad a carbón de Chile, y en la figura 1.3, el costo variable y costo de encendidos.

De las centrales ubicadas en la zona norte de Chile, 8 unidades, que suman una potencia nominal de 1.795 MW correspondiente al 35,54 % del total de unidades activas de este tipo, se encuentran en mejillones, de las unidades ubicadas en mejillones, CTM1 y CTM2 cuentan con potencias nominales más cercanas a las tendencias de desarrollo de las tecnologías solares, así mismo sus coeficientes de planta son bajos, lo que facilita su compatibilidad con el reemplazo por tecnología solar.

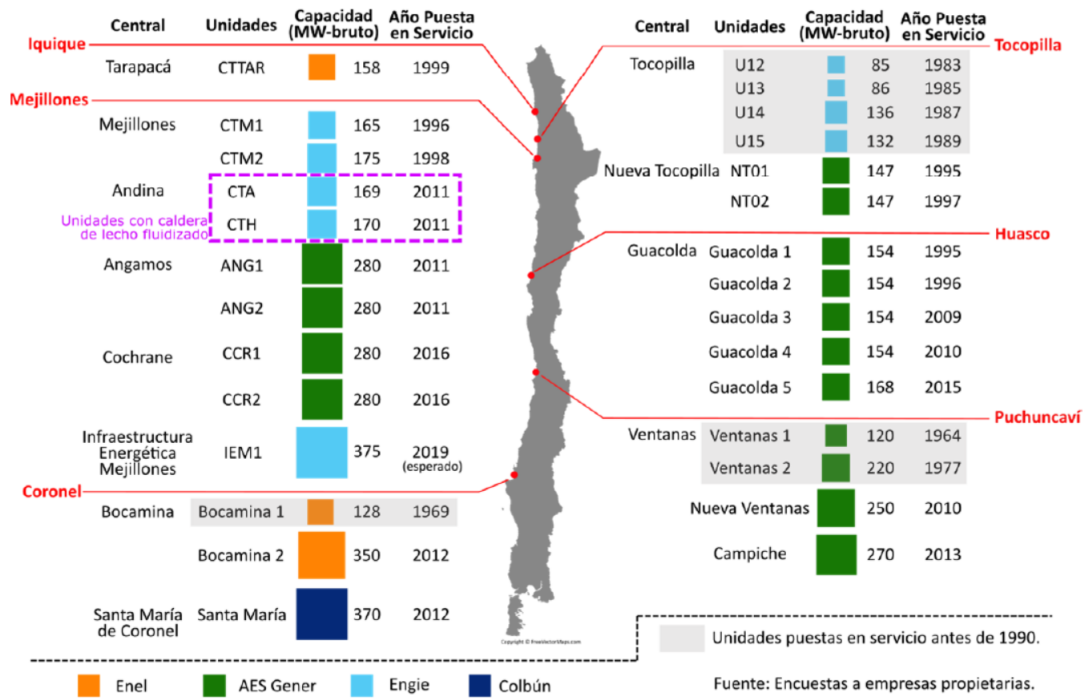


Figura 1.1: Unidades CTC activas en Chile [16]

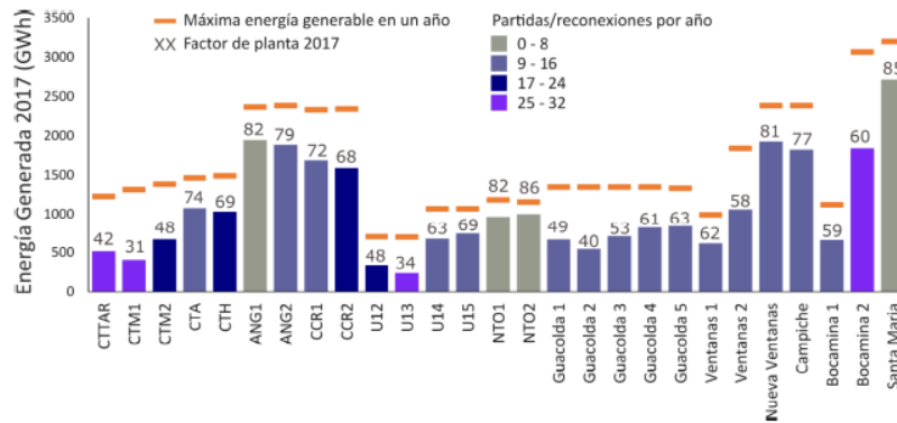


Figura 1.2: Energía generada, factor de planta, y número de partidas [16]

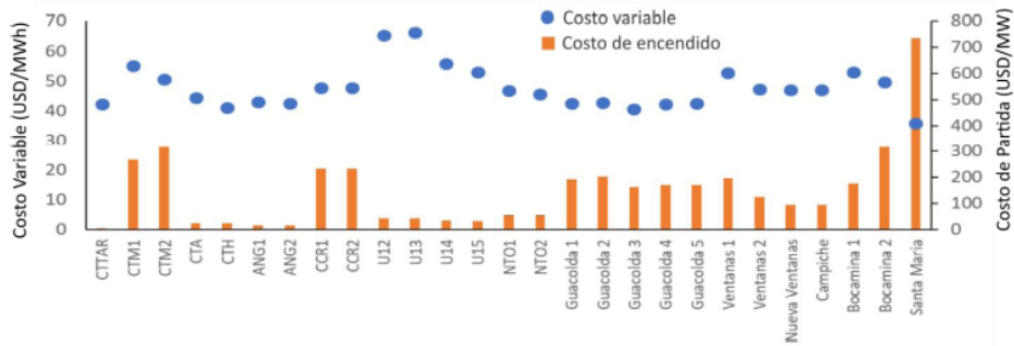


Figura 1.3: Costo variable y costo de encendido [16]



### 1.1.1. Complejo termoeléctrico Mejillones

El Complejo termoeléctrico Mejillones agrupa las centrales CTM1, CTM2, CTA, CTH y IEM, puestas en servicio en los años 1996, 1998, 2011, 2011 y 2018 respectivamente, el complejo está ubicado en un terreno de 75 Ha, 3,5 Km al noreste de la ciudad de Mejillones, a un costado del complejo termoeléctrico de centrales de ciclo combinado de Gas Atacama. En el complejo también se encuentra la central CTM3 a gas natural.

Las centrales comparten el muelle de descarga de carbón, una cancha de almacenamiento de carbón se comparte entre CTM1 y CTM2, y otro para CTA, CTH. CTM1, CTM2, CTA y CTH comparten el vertedero de CTM.

Las centrales CTA y CTH, son de tipo lecho fluidizado circulante, por lo que tienen la capacidad de quemar biomasa, aunque actualmente funcionan exclusivamente a carbón.

Para mejor comprensión de la organización de las unidades, se muestra la ilustración 1.4 con una vista superior del complejo.

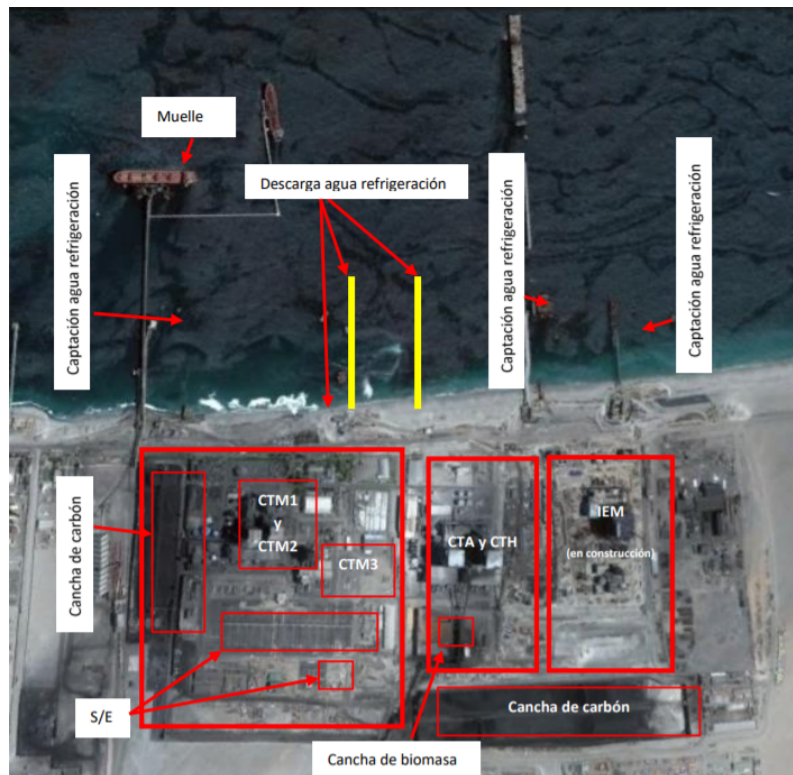


Figura 1.4: Vista superior complejo termoeléctrico Mejillones [16]

### 1.1.2. Unidad CTM1

Tanto el generador como la turbina de la unidad CTM1 son de la marca Skoda y giran a 3000 rpm, la turbina posee etapas de alta media y baja, estas dos últimas poseen recalentadores de vapor.

La presión de operación de la turbina es de alrededor de 140 bares y la unidad posee una sola caldera.

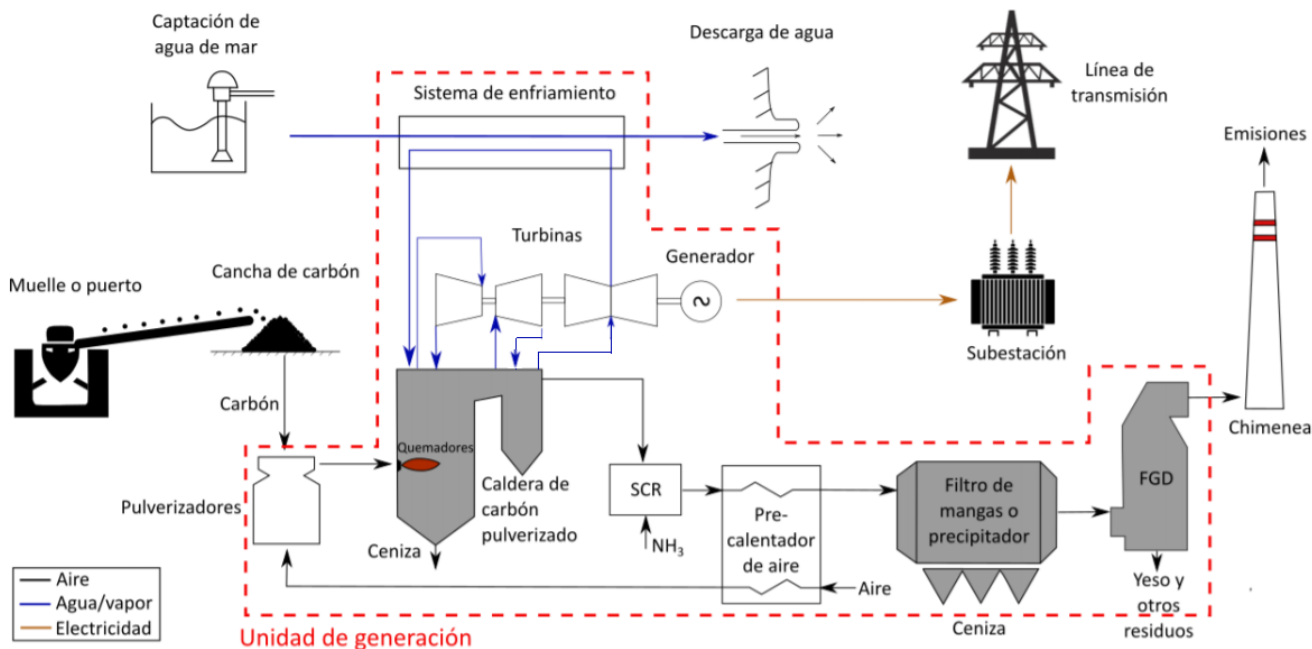


Figura 1.5: Esquema Central Termoeléctrica a carbón.[16]

La conexión del generador a la red es por medio de un transformador de 176 MVA, 231/13,8 kv, conexión YNd1, que se conecta a la SE Chacaya 220 kv. [13]

### 1.1.3. Unidad CTM2

Tanto el generador como la turbina de la unidad CTM2 provienen del fabricante italiano ANSALDO. Similar a la central CTM1 la frecuencia de giro es de 3000 rpm y posee etapas de alta, mediana y baja presión con recalentamiento, la presión de operación de la turbina es de alrededor de 140 bares y la unidad posee una sola caldera.

La conexión del generador a la red es por medio de un transformador de 197 MVA, 231/15 kv, conexión YNd1, que se conecta a la SE Chacaya 220 kv.

El esquema en la figura 1.5 consiste de un esquema típico de una central termoeléctrica en base a carbón pulverizado, se asemeja a las unidades CTM1 y CTM2 al tener tres etapas con recalentamiento y una sola caldera, además del uso de agua de mar para el enfriamiento, sin embargo, el esquema no está hecho para representar estas plantas en específico. [14]

## 1.2. Alternativas de reemplazo

Inodú, una empresa de servicios de consultoría y desarrollo de soluciones orientadas a la cadena de valor del sector energético y de suministro de agua, incluyendo eficiencia en operaciones industriales, publicó el 7 de diciembre de 2018, un estudio formulado como un insumo técnico a las discusiones de la Mesa de Des-carbonización.[17] El objetivo del estudio es levantar información, analizar y entregar recomendaciones respecto a las variables ambientales

y sociales que deben abordarse para un potencial cierre o reconversión programada y gradual de centrales de generación eléctrica a carbón.

En el estudio, se caracterizó las siguientes alternativas para el propietario de un complejo de generación (a carbón), que saldrá de servicio.

- **Mantener la central en stand-by o mothballing:** Esta es una opción que implica retirar a la central del despacho, pero se adopta el compromiso de mantener la instalación en condiciones adecuadas para poder reiniciar sus operaciones en días o pocas semanas. Por ejemplo, en Alemania las unidades en reserva en frío deben poder generar electricidad con un aviso de 11 días de antelación, y en Sudáfrica el aviso puede ocurrir hasta con 5 días de anticipación. Esta opción no requiere la adopción de nuevos permisos ambientales. El principal costo de esta opción es el de mantenimiento y operaciones fijas, lo que equivale aproximadamente a los costos fijos de la central.
- **Vender el sitio a un desarrollador:** Esta opción implica vender el sitio y traspasar todas sus obligaciones ambientales a un nuevo desarrollador. Este nuevo desarrollador enfrenta las mismas decisiones que el propietario original, pero usualmente tiene más capacidad de producir valor mediante el desarrollo de sitios industriales o en bienes raíces, o dicha actividad está más alineada con sus objetivos de negocio, lo que le permite evaluar e implementar de manera más efectiva distintas alternativas de redesarrollo.
- **Cierre y abandono:** Esta opción implica decomisionar parcialmente la central al retirar o vender algunos equipos y remover algunas estructuras, pero mantener en pie la mayoría de las estructuras y equipos. En algunas ocasiones se implementan ciertas acciones de remediación ambiental. El sitio usualmente se asegura con barreras físicas y vigilancia, pero se abandonan todas las operaciones, incluyendo las de mantenimiento. Los únicos costos relevantes una vez que se cierra totalmente la central son las contribuciones y el costo de vigilancia. Esta alternativa se ha tomado en algunas centrales de generación a carbón en Estados Unidos, generalmente cuando el valor del terreno de la central es bajo, no hay interés industrial en el sitio y/o el propietario no quiere invertir suficiente capital para redesarrollar el sitio. Esta opción implica ciertos riesgos socio-ambientales. En primer lugar, si es que hay contaminación en el sitio, esta puede causar daños incrementales en el tiempo al esparcirse por distintos medios. Segundo, una planta abandonada puede ser tomada o utilizada para actividades ilegales. En tercer lugar, existirá una mayor probabilidad de accidentes y daño a personas que ingresen al sitio (autorizados o no autorizados), de los que podría ser responsabilizado el propietario.
- **Decomisionamiento:** Implica el desmantelamiento parcial o total de las unidades de generación, posible demolición de varias estructuras y ciertas acciones de remediación ambiental con el fin de preparar el sitio para un nuevo propósito. Dependiendo del alcance de las actividades de decomisionamiento requeridas, se distinguen tres alternativas:
  - i. Repotenciamiento mediante la construcción de una nueva central generadora. En este caso, solo es necesario demoler y/o desmantelar los equipos y estructuras que sean necesarios para poder instalar la nueva infraestructura y se pueden reutilizar múltiples activos.
  - ii. Redesarrollo industrial. En este caso, se pueden reutilizar equipos y estructuras, pero

se debe remediar el sitio hasta una condición de brownfield.

iii. Redesarrollo residencial/comercial. En este caso, se pueden reutilizar algunos equipos menores y estructuras, pero se debe remediar el sitio hasta una condición de greenfield, que es más exigente desde el punto de vista ambiental.

iv. Combinación de alternativas anteriores

### 1.3. Recursos para la generación solar

Para conocer las condiciones energéticas de la región de Antofagasta nos dirigiremos a los diagnósticos energéticos realizados por el ministerio de energía para los planes energéticos regionales [6], cuyo propósito es identificar de manera indicativa las Zonas de Interés Energético (ZIE) considerando los potenciales de energías renovables y las brechas en servicios energéticos de las regiones en electricidad, agua caliente sanitaria y combustibles, en coherencia con las características y usos de los territorios, bajo un enfoque participativo (público-privado) y de coordinación multisectorial a nivel regional.

La Región de Antofagasta Aporta más del 80 % de la generación al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), y el 2,6 % del sistema interconectado central, La capacidad instalada consta de 6075 MW y consta principalmente de Centrales Termoeléctricas a carbón (41 %) y gas natural (36 %).

La geología, la geomorfología, la hidrografía y los aspectos climáticos, incluidas las precipitaciones, constituyen variables ambientales propias de la Región, que presentan condicionantes al desarrollo energético, especialmente algunos rasgos geomorfológicos que significan riesgos a considerar como sismos y aluviones, entre otros.

Los altos niveles de radiación que registra la Región, que se encuentran entre los más altos del mundo, y la claridad de sus cielos, representan condiciones óptimas para el aprovechamiento de la energía solar. Asimismo, los aspectos de flora, vegetación, fauna, y su preservación son relevantes para la planificación del desarrollo energético.

La ilustración 1.6 muestra un mapa de la región donde se señalan los lugares con más potencial para generación eléctrica por tecnología, sin embargo para la construcción de estas plantas hay que tener en cuenta otros factores geográficos administrativos, como lo son los objetos de valoración territorial (OVT), los cuales están protegidos por el estado, estos pueden ser de índole naturales, como ecosistemas específicos de la zona, culturales, como tierras indígenas, o productivos.

Tomando en cuenta los OVT, las zonas geográficas se dividen en zonas de interés energético restringidas (ZIE-R), donde no se puede construir, zonas de interés condicionadas (ZIE-C), donde se deben tomar precauciones necesarias y zonas de interés no condicionadas donde sería ideal la construcción (ZIE-NC), la distribución de estas zonas en la región se puede observar en la ilustración 1.7.

Datos más detallados sobre los niveles de radiación e información meteorológica, tal como frecuencia de nubes, temperatura ambiental y velocidad del viento según su ubicación geográfica, se encuentran en el explorador solar del ministerio de energía, Estas herramientas

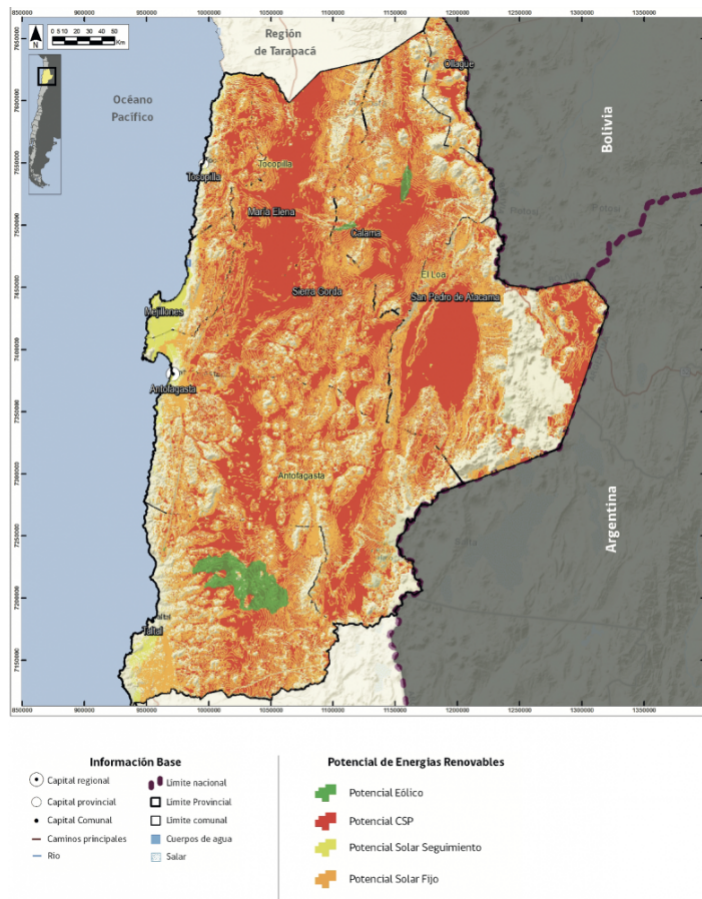


Figura 1.6: Potencial energético región de Antofagasta [6]

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

En la ilustración 1.8 se puede observar un mapa de la región de Antofagasta que señala los niveles de radiación.

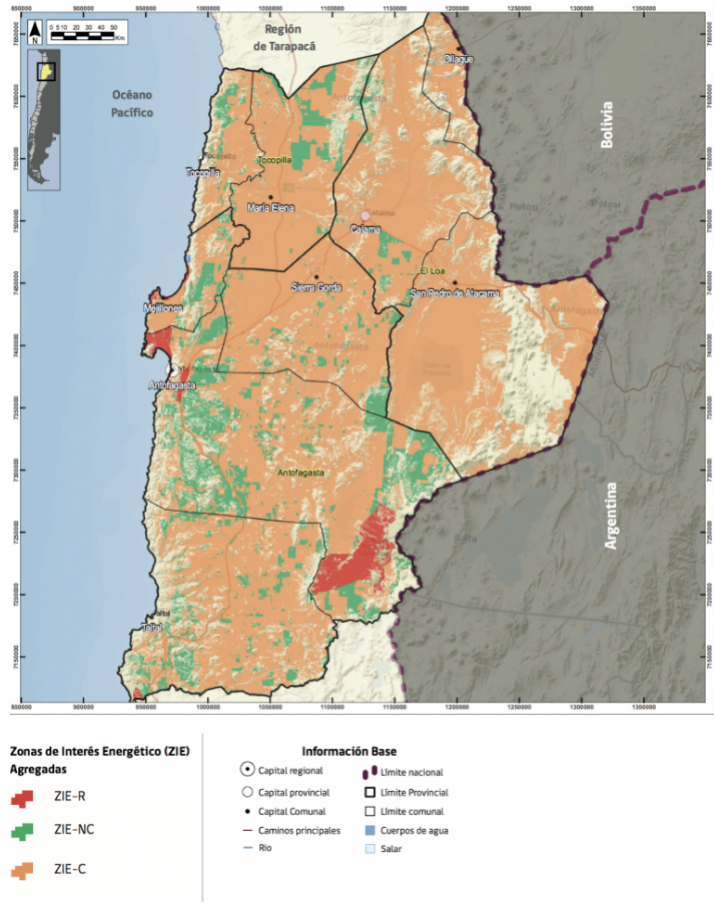


Figura 1.7: ZIE Región de Antofagasta [6]

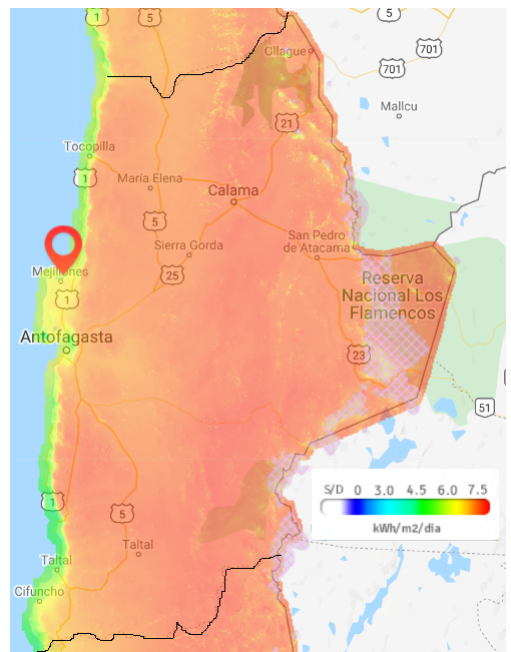


Figura 1.8: Niveles de radiación región de Antofagasta [5]

### 1.3.1. Recurso hídrico región de Antofagasta

En la región de Antofagasta se presenta sólo un río que desemboca en el mar: el río Loa. Siendo una de sus características principales el escurrimiento continuo de sus aguas durante todo el año, el río Loa es el principal recurso hídrico de la región de Antofagasta. Posee un largo de 440 kilómetros desde su nacimiento en los faldeos norponiente del volcán Niño.

En su curso inferior hasta Chiu-Chiu se desplaza en sentido norte-sur. En esa localidad se presentan los principales afluentes como el río Salado, al norte el río San Pedro que es el primer tributario cordillerano. Al poniente el río cambia de dirección hacia la Depresión Intermedia, siendo el tercer afluente el río San Salvador que desemboca en el Loa al norte del salar de Miraje. Finalmente, al sur del salar de Llamara, el río Loa corre hacia el mar en dirección poniente.

El régimen de alimentación del río Loa es fluvionival, el cual permite mantener un caudal durante todo el año. Sus aguas son aprovechadas para la agricultura, la minería y el consumo de la población de las principales ciudades de esta región, como Calama, Antofagasta, y Chuquicamata.

Al sur del río Loa se encuentra el salar de Atacama que es una cuenca altiplánica cuya característica principal es que separa la Cordillera de los Andes con la precordillera de Domeyko. En resumen, podemos decir que los principales cursos de agua provienen del norte, éstos corresponden al río San Pedro y río Vilama, los cuales proporcionan los recursos necesarios para la subsistencia de los habitantes de los oasis y los poblados de la cuenca.[8]

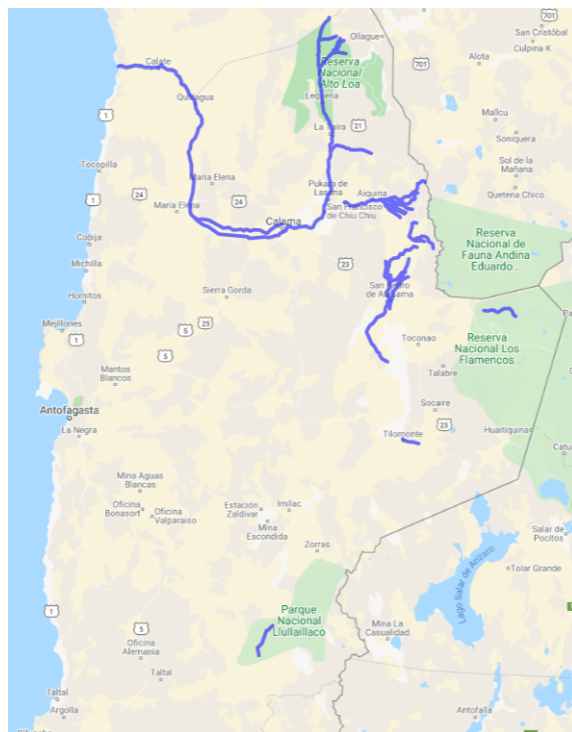


Figura 1.9: Mapa hídrico de la región de Antofagasta [8]

## 1.4. Tecnologías de generación solar

Las tecnologías de generación de energía eléctrica en base a radiación solar se dividen principalmente en dos ramas, la tecnología fotovoltaica (PV) que aprovecha la radiación difusa para generar una corriente entre un ánodo y un cátodo, y la tecnología Termo-solar o de concentración (CSP), que utiliza la radiación solar directa para transferir calor a un fluido de trabajo que participa de un ciclo de potencia a vapor.

### 1.4.1. Tecnología Fotovoltaica

La tecnología de generación fotovoltaica se desarrolla en base a paneles fotovoltaicos, los cuales se componen a su vez de celdas fotovoltaicas, las células fotovoltaicas están formadas por un ánodo, un semiconductor tipo n, un semiconductor tipo p y un cátodo, con esta configuración se consigue que al recibir energía mediante la radiación solar difusa se cree una corriente eléctrica.

El panel o módulo fotovoltaico está formado por un conjunto de celdas, conectadas eléctricamente, encapsuladas, y montadas sobre una estructura de soporte. Proporciona en su salida de conexión una tensión continua, y se diseña para valores concretos de tensión, que definirán la tensión a la que va a trabajar el sistema fotovoltaico.

Los tipos de paneles fotovoltaicos se dividen, fundamentalmente, por la tecnología de fabricación de las celdas, en: Silicio cristalino (mono y policristalino), y silicio amorfo; existen otros tipos de tecnología como polímeros semiconductores, pero su eficiencia no logra competir aun con los paneles a base de silicio. De los distintos paneles los monocristalinos han probado ser los más eficientes[12].

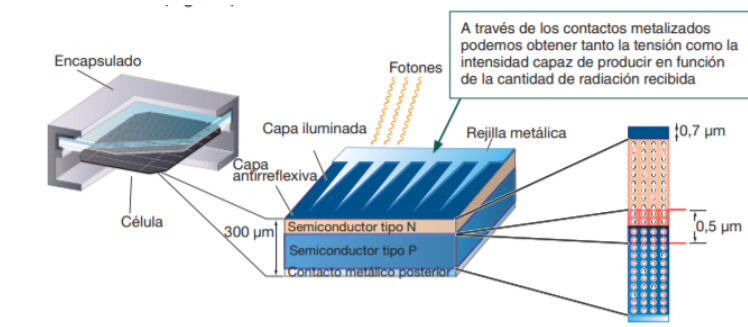


Figura 1.10: Celda fotovoltaica [12]

Los parámetros característicos que definen el funcionamiento del módulo, encontrados para condiciones de laboratorio, se encuentran generalmente en una tabla u hoja de características, y son la potencia máxima ( $P_{mpp}$ ), correspondiente a la mayor potencia que puede entregar un módulo en un cierto momento, y la tensión e intensidad en el punto de máxima potencia ( $V_{mpp}$  e  $I_{mpp}$  respectivamente), que corresponden al voltaje e intensidad correspondientes al punto de máxima potencia.

Otros parámetros son la intensidad de cortocircuito ( $I_{sc}$ ), que es la intensidad que pasa por el circuito cuando la salida es cortocircuitada, y el voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ), correspondiente a la tensión cuando no hay ninguna carga conectada al panel, además, el



fabricante entrega las características físicas (dimensiones, colores, materiales estructurales), y los coeficientes de temperatura, que dan una idea de la variación de los parámetros antes mencionados según la temperatura.

Los paneles fotovoltaicos deben ser posicionados de manera de recibir la mayor cantidad de radiación posible, para esto se pueden seguir diferentes configuraciones, teniendo como variables, el ángulo azimutal que señala la inclinación con respecto a una recta norte-sur, y la inclinación con respecto a la horizontal, cuyo óptimo va a depender de las coordenadas del lugar, y su configuración va a modificar el rendimiento de los paneles según las horas del día y la época del año.

Las configuraciones usuales incluyen, para paneles fijos, se puede establecer la inclinación para optimizar el rendimiento en verano, lo que entrega más energía a lo largo de un año, u optimizarla para generación en invierno, lo que permite una generación menos variable a lo largo del año, en contraparte a los paneles fijos, se tienen los paneles con seguidores automáticos, que controlan las inclinaciones del panel, en uno o dos ejes, lo que aumenta la generación, pero también aumenta considerablemente la inversión necesaria, el espacio y los materiales de construcción.

La corriente continua generada por las células fotovoltaicas es transportada desde el panel hasta la caja de corriente continua, la cual incluye una serie de elementos de protección eléctrica, como pueden ser interruptores seccionadores, fusibles, protector de sobretensiones, entre otros, y desde la caja de corriente continua al inversor, por el cableado de corriente continua.

El inversor es un equipo encargado de convertir la corriente directa en corriente alterna para poder ser inyectada a la red, luego en el centro de transformación, la energía se adapta a condiciones de voltaje e intensidad aptos para ser transportados por las líneas de transporte de alta tensión, A su vez, las centrales incluyen torres de monitoreo climático, para evaluar su rendimiento y un sistema de supervisión, encargado de recopilar todos los datos de funcionamiento de la central, además de la información meteorológica, para identificar fácilmente el origen de posibles problemas.

En el caso de incluir sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías, se deben incluir estas y sistemas de protección para evitar su deterioro, entre los paneles y los inversores.

### **1.4.2. Tecnología Termo Solar o de Concentración (CSP)**

La tecnología CSP se basa en la utilización del calor irradiado por el sol, para calentar un fluido de trabajo, el cual se utiliza en un ciclo de potencia, similar a las centrales térmicas en base a combustibles fósiles, pero sin las emisiones propias de la quema de estos.

Esta tecnología ha ganado terreno frente a la fotovoltaica, gracias a que las plantas CSP pueden almacenar la energía económicamente mejorando sistemas de almacenamiento de energía con sales fundidas, pudiendo así entregar energía incluso cuando no se está recibiendo radiación solar.

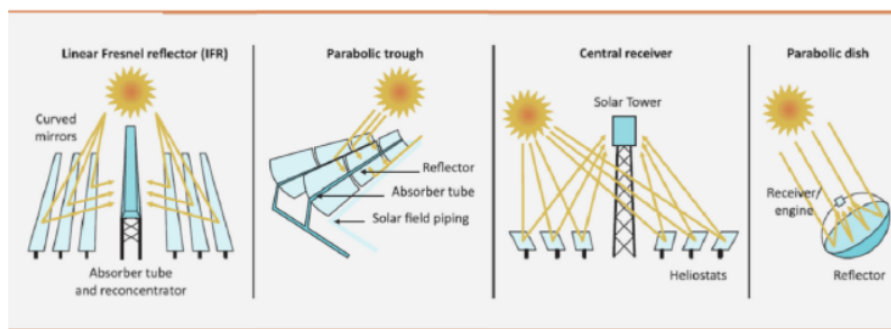


Figura 1.11: tecnologías CSP [3]

Existen cuatro tipos de tecnologías CSP aceptados, caracterizados por reflejar la radiación solar directa hacia un receptor, como se muestra en la ilustración 1.11.

los reflectores Fresnel lineales (IFR), y los colectores cilindro-parabólicos (parabolic trough), concentran la radiación en un receptor lineal, que generalmente consiste en un tubo de acero con una cubierta de vidrio al vacío para aislación, estas tecnologías tienen límites fundamentales que se relacionan con la razón de concentración, razón que refiere a la relación entre las energías por unidad de área del reflector y del receptor lineal.

Las tecnologías de torre central (central receiver), y de disco parabólico, concentran la radiación en un punto donde se ubica el receptor, lo que permite razones de concentración más altas, pero requieren, más esfuerzo en el diseño y precisión en los sistemas de seguimiento, sistemas eléctricos utilizados para adaptar la dirección de los reflectores según el movimiento del sol. [3]

Actualmente, las tecnologías cilindro-parabólica y de torre central dominan el mercado, en la ilustración 1.15, se pueden observar la capacidad de potencia de plantas en construcción y en desarrollo por tecnología alrededor del mundo.

La tecnología CSP es única entre las tecnologías renovables por su compatibilidad con sistemas de almacenamiento de energía mediante sales fundidas, en ingles Thermal Storage System (TES), los beneficios de estos sistemas de almacenamiento son los siguientes: baja la variabilidad en tiempo real de la potencia neta entregada en caso de variaciones en la radiación recibida, extienden el periodo total de generación, y hace posible una predisposición de las horas de entrega de energía hacia las horas de mayor ganancia.

El funcionamiento de un sistema TES puede ser descrito en base a los siguientes parámetros de su desempeño:

- Capacidad [MWh]: energía almacenada por un sistema, la cual va a depender del proceso de almacenamiento, el medio y el tamaño del sistema.
- Potencia [MW]: define que tan rápido la energía almacenada en el sistema puede entrar o salir.
- Eficiencia [%]: la razón entre la energía entregada durante la descarga, y la energía necesaria para cargar el sistema, la cual señala la energía perdida durante el periodo en que se encuentra almacenada, más la energía perdida en el ciclo de carga/descarga.

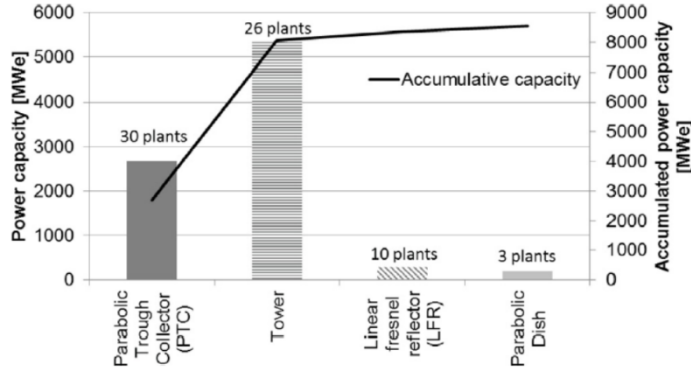


Figura 1.12: Capacidad de plantas bajo construcción y en desarrollo en el mundo por tecnología [3]

- Tiempos de carga y descarga [h]: define el tiempo necesario para cargar o descargar el sistema.
- Costo [\$/kW o \$/kWh]: generalmente incluye: costos de el material de almacenamiento, intercambiadores de calor para cargar y descargar el sistema, y el costo del espacio donde se encuentra el sistema, en relación a la capacidad o la potencia.

Para una planta CSP, es posible realizar una evaluación básica, calculando el factor de capacidad  $C_f$ , de la planta como se muestra en la ecuación 1.1.

$$C_f = \frac{E_{planta}}{P_{neta} 8760} \quad (1.1)$$

Donde:

- $E_{planta}$ : corresponde a la energía entregada por la planta a lo largo de un año [kWh].
- $P_{neta}$ : potencia de diseño, sin pérdidas [kW].
- 8760: horas en un año.

La energía entregada por la planta puede ser aproximada por la ecc. 1.2.

$$E_{planta} = I_b * A_{ref} * \eta_{ref} \quad (1.2)$$

Donde:

- $I_b$ : promedio a largo plazo de la irradiación normal directa anual (DNI) [MWh/m<sup>2</sup>].
- $A_{ref}$ : es el área total de la superficie reflectante [m<sup>2</sup>].
- $\eta_{planta}$ : es el rendimiento total de la planta [%].

El rendimiento total de la planta a su vez se calcula como el factor entre el rendimiento óptico, que corresponde a la razón entre la energía que llega a los reflectores en relación a la energía que llega al receptor, el rendimiento del receptor, que incluye las pérdidas al traspasar la energía irradiada en energía térmica almacenada, y el rendimiento de potencia, que incluye las pérdidas al transformar la energía térmica en eléctrica.

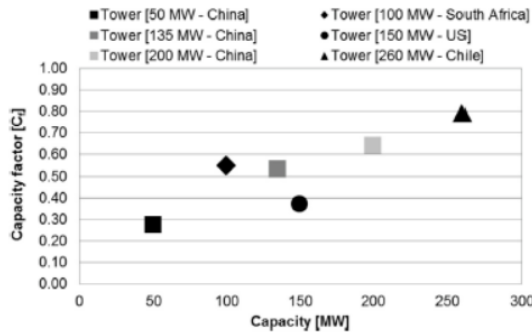


Figura 1.13: Factor de capacidad por potencia de diseño sistemas de torre [3]

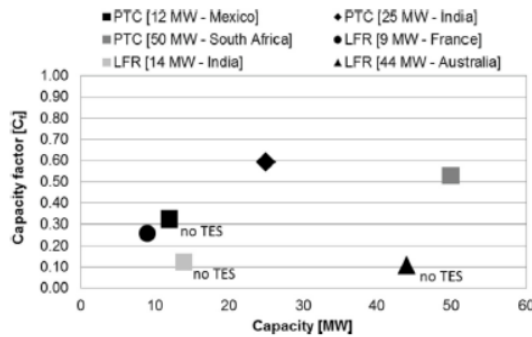


Figura 1.14: Factores de capacidad por potencia de diseño para centrales cilindro-parabólicas y fresnel [3]

En la figura 1.13, se puede observar los factores de capacidad calculados para plantas de torre central en construcción o en desarrollo, mientras que la figura 1.14 hace lo mismo para centrales de cilindro-parabólicas y Fresnel. En las centrales de torre central se puede observar un aumento del factor de capacidad con la potencia de diseño, donde para un factor mayor a 50 % se relaciona a una capacidad de almacenaje significativa, tendencia que no se encuentra en las otras tecnologías. La figura 1.15 a su vez muestra una tendencia de aumento del factor de capacidad con la cantidad de horas de energía disponibles para almacenar.

Los sistemas TES generalmente consisten en tanques con algún material que almacena calor, y los intercambiadores de calor necesarios para cargar y descargar el sistema, estos se pueden separar en: almacenamiento pasivo o activo, mientras que este último puede dividirse a su vez en sistemas directos e indirectos. Cuando el material que almacena el calor es un fluido y puede moverse entre los tanques se considera un sistema activo, si este fluido es además utilizado como fluido de trabajo para transportar la energía del receptor de la torre a los tanques, el sistema se considera directo, si son diferentes se considera como un sistema indirecto donde un intercambiador más es necesario, un sistema es pasivo cuando el material de almacenamiento es sólido.

En las ilustraciones 1.16 y 1.17 se puede observar los tipos de TES utilizados y su Utilización en las plantas alrededor del mundo respectivamente. La mayoría de las plantas CSP utilizan sistemas con sales fundidas por sus propiedades térmicas y en particular el sistema directo permite disminuir el costo en intercambiadores de calor.

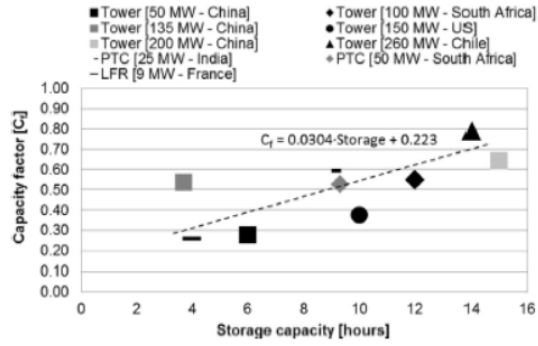


Fig. 5. Capacity factor for PTC and LFR CSP plants under construction and development.

Figura 1.15: Factor de Capacidad, según capacidad de sistema TES [3]

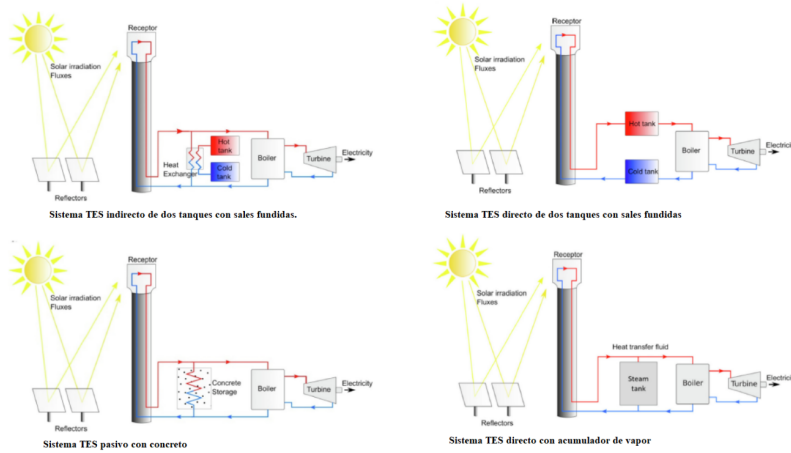


Figura 1.16: diferentes configuraciones de TES para centrales de torre [3]

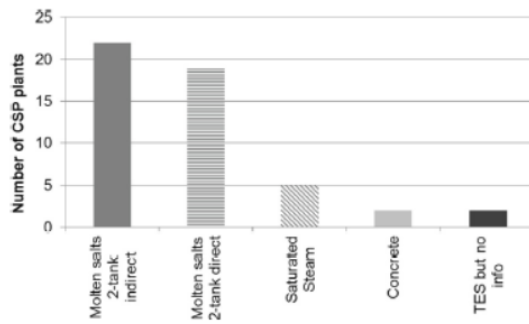


Figura 1.17: Número de plantas CSP con cada tipo de sistema TES, en construcción y desarrollo en el mundo [3]

### 1.4.3. Sistema de Almacenamiento Mediante Baterías

La solución más popular a la variabilidad con tecnologías eólica y solar fotovoltaica consiste en sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías, entre sus ventajas se encuentran: una rápida capacidad de respuesta, entrega constante de energía, capacidad de transporte, y la posibilidad de almacenar energía por largos periodos de tiempo, mientras que sus inconvenientes son el alto nivel de inversión además de la producción de desechos electrónicos que contienen elementos dañinos para el suelo y la salud de los humanos como plomo, litio, estaño y cadmio, aumentada por su corta vida útil (las baterías litio que son las más populares tienen una vida útil entre 5 y 10 años).

Cuando se utilizan sistemas de baterías, es esencial dimensionar cuidadosamente el sistema, para evitar un aumento insostenible de los costos, en este ámbito existen diferentes métodos, analíticos y probabilísticos para optimizar el dimensionamiento para un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, para generación de energía renovable, sin embargo, diferentes estudios han señalado este método como económicamente inviable [10],[12].

## 1.5. Mercado Eléctrico Chileno

Dentro del segmento de generación se establece un modelo de mercado competitivo, con el objetivo de asegurar una operación menos costosa. Se identifican entonces dos mercados. El mercado spot a costo marginal y el mercado de contratos en el que se suministra bloques de energía a grandes consumidores finales industriales, mineros y comerciales, a precios pactados entre las partes. Ambos mercados se describen a continuación.

### 1.5.1. Mercado Spot

Este mercado se origina para dar pie a la compraventa de energía y potencia al costo marginal horario resultante de efectuar el despacho económico de las unidades generadoras disponibles para satisfacer la demanda de electricidad en un período dado.

El costo marginal horario es el costo que tiene para el sistema el proveer una unidad adicional de energía en cada hora. En la práctica, el despacho de los generadores lo define el CDEC en orden creciente de costos. De esta forma, se define el costo marginal como el costo variable de la unidad generadora más cara que se encuentra operando para abastecer la demanda en un instante determinado, y corresponde al precio en que se valorizan las inyecciones y retiros de todas las empresas generadoras del sistema. Así, las unidades generadoras con un costo variable inferior al determinado por el CDEC, podrán realizar la venta de su energía al costo marginal determinado y generar un retorno positivo.

El funcionamiento antes descrito es el que se aplica en períodos de demanda en los que no se alcanza el peak de la misma. En las horas de mayor demanda, el costo marginal se compone, además del costo variable de energía, de un cargo por capacidad. Este cargo viene de un costo esperado por pérdida de carga debido a una insuficiente capacidad de generación ante una falla imprevista de las unidades generadoras.

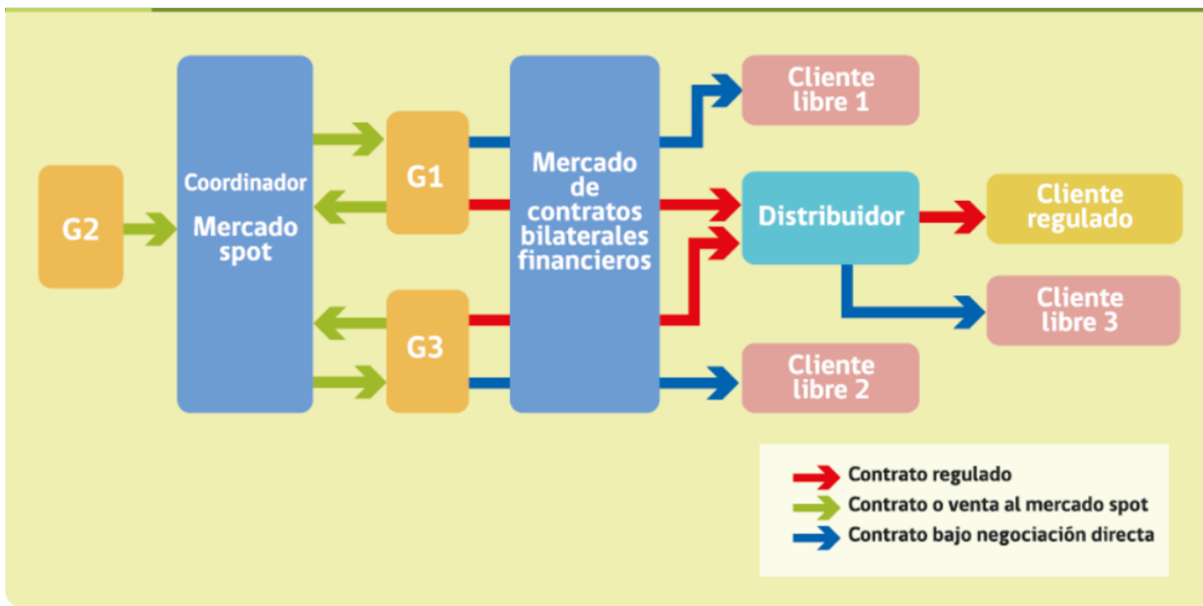


Figura 1.18: Mercado Mayorista Chileno [7]

### 1.5.2. Mercado de Contratos

Si bien todas las unidades generadoras tienen la posibilidad de transar su energía en el mercado spot descrito en el punto anterior, existe la posibilidad también de establecer contratos con consumidores, permitiendo una estabilización de las transacciones. Esto pues un contrato permite dar cierta constancia al precio de la energía, evitando caer en las fluctuaciones propias del mercado spot.

Dentro de este mercado se reconocen dos tipos de clientes:

- **Clientes Regulados:** Estos clientes se caracterizan por tener una potencia conectada inferior o igual a 2.000 kW y estar ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución (o bien conectado a ese sistema). Si la potencia conectada es mayor a 500 kW, el cliente tiene derecho a elegir entre el régimen de cliente regulado o el régimen de cliente libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen. Si desea cambiar de opción debe informar a la compañía distribuidora con más de un año de anticipación. El consumo de los clientes regulados, se agrupa geográficamente en las zonas de concesión de las distribuidoras. Son las distribuidoras quienes establecen contrato con las empresas generadoras. El precio y la calidad del suministro negociados en esos contratos, son regulados.
- **Clientes Libres:** Son clientes con contratos a precio libre, es decir, tienen la capacidad de negociar su contrato. Estos clientes se caracterizan por tener una potencia conectada mayor a 2.000 kW, además de aquellos clientes con una potencia conectada mayor a 500 kW y que han decidido permanecer por 4 años mínimo en el régimen de cliente libre

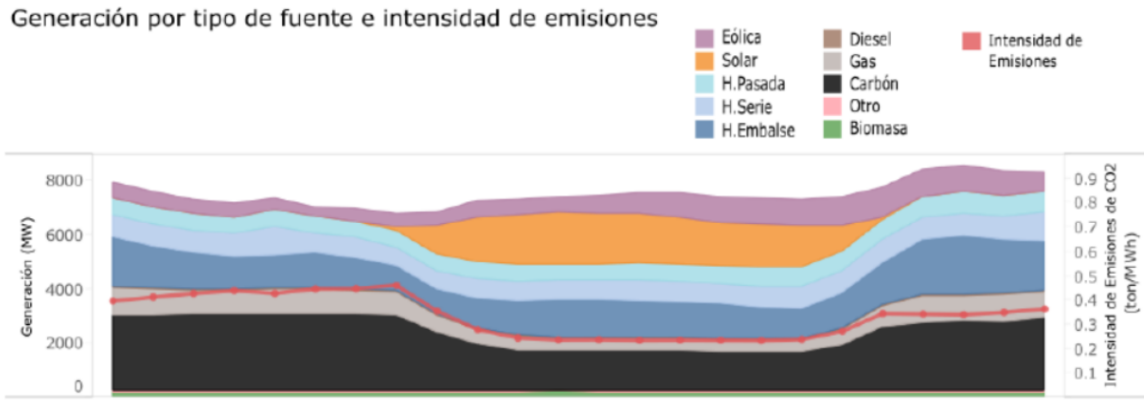


Figura 1.19: Generación Agregada SEN 4/9/2018 [16]

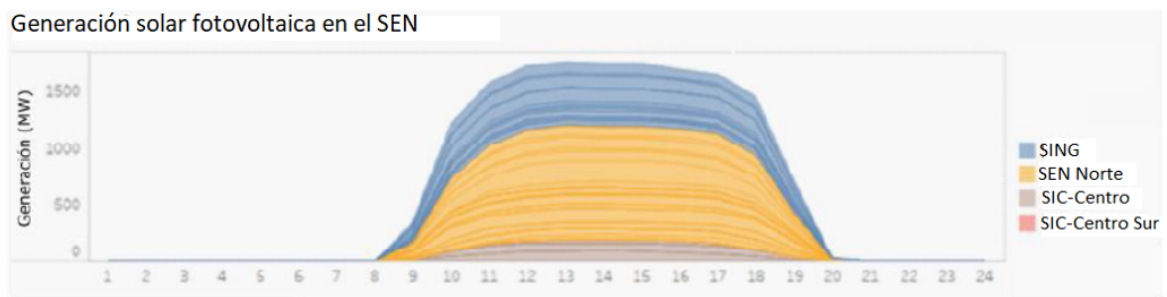


Figura 1.20: Generación PV SEN 4/9/2018 [16]

### 1.5.3. Sistemas Eléctricos

Un sistema eléctrico es el conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas, y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir, energía eléctrica.

Los principales sistemas eléctricos chilenos son los siguientes: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central (SIC), el sistema eléctrica de Aysén, y el Sistema Eléctrico de Magallanes; estando el SING y SIC interconectados a su vez formando el Sistema Eléctrico Nacional.

En las figuras 1.19, 1.20 y 1.21, se muestran respectivamente la generación agregada por tipo de tecnología, la generación solar por zona, y la generación a carbón en la zona norte del sistema eléctrico.

En los últimos años se ha notado un aumento en la generación fotovoltaica en el norte, lo que ha aumentado la competitividad de precios, limitando la generación de las centrales termoeléctricas con mayor costo variable.



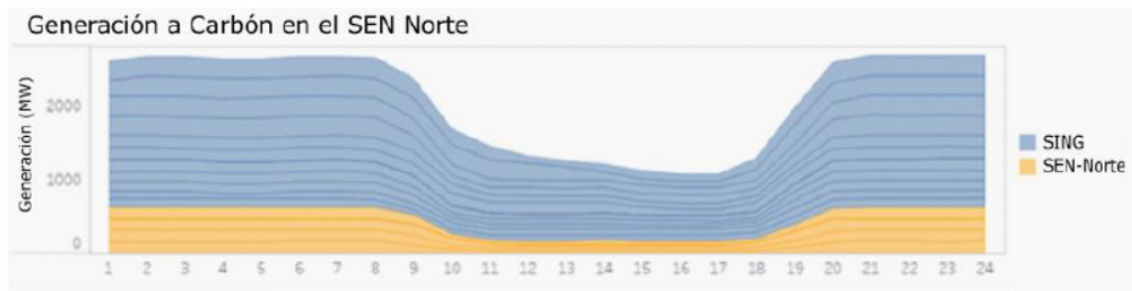


Figura 1.21: Generación a Carbón SEN 4/9/2018 [16]

## 1.6. System Advisor Model (SAM)

SAM es un software de modelo tecno-económico desarrollado por el laboratorio nacional de energías renovables del departamento de energía de E.E.U.U., para facilitar la toma de decisiones de la industria con respecto a energías renovables.

Los modelos de desempeño de SAM realizan cálculos, para cada momento de una variable discreta de tiempo, de la potencia generada por un sistema eléctrico a lo largo de un año, la discretización del tiempo utilizada depende del formato de los datos meteorológicos ingresados, los cuales pueden ser en base horaria o subhoraria.

# Capítulo 2

## Desarrollo

### 2.1. Análisis y Selección de Alternativas de Redesarrollo

La siguiente sección se enfoca en la evaluación de cada alternativa de desarrollo para la central térmica mejillones.

Considerando las características de la infraestructura de la central, la ubicación y la empresa propietaria se decide que:

- Se descarta la venta del sitio a un desarrollador, pues la ubicación del sitio ofrece múltiples opciones de reutilización industrial, además de la inclusión de la unidad CTM3 a gas natural en las instalaciones.
- Se descarta la opción de cierre y abandono por las mismas razones, sumado al impacto ambiental.
- La opción de mantener la central en stand-by o mothballing, se adapta al caso de estudio, sin embargo, la mantención de costos fijos, y la incertidumbre de retornos lo vuelven una opción riesgosa, además de conllevar la mantención de un suministro de carbón para su uso, lo que es deseable evitar a largo plazo, por condiciones ambientales y políticas.
- Se selecciona la opción de decomicionamiento parcial, esta opción, se adaptó al caso de estudio, permite la reutilización del terreno para actividades industriales por Engie, y es la más efectiva en cuanto a condicionamientos ambientales.

Por lo tanto, se considerará el cierre y desmantelamiento de todos los equipos correspondientes a las unidades CTM1 y CTM2, y la mantención de los terrenos, pues las superficies necesarias para la generación de energía solar son vastamente superiores, por lo que será necesario nuevos terrenos.

### 2.2. Despacho Objetivo

Una planta de reemplazo debe tomar en cuenta una disponibilidad de potencia y una cantidad de generación de energía, iguales o superiores a las de las plantas originales, esto

corresponde a 333.4 MW de potencia y 1.983,721 GWh de energía, el régimen de funcionamiento típico de una planta a carbón en la zona norte del SEN se puede observar en la figura 1.21, en los últimos años y gracias a la baja del precio de la producción fotovoltaica y a las políticas de control del mercado eléctrico, las cuales priorizan el uso de las energías con menor costo marginal, se ha distribuido de tal manera que se evita la generación en base a carbón a las horas en que se está produciendo energía fotovoltaica.

## 2.3. Diseño Conceptual

Para cumplir con el régimen de despacho descrito en la sección anterior es necesario almacenar energía para ser utilizada, precisamente a las horas en que la generación fotovoltaica es menor, para esto se consideró el uso de la tecnología CSP con almacenamiento térmico, específicamente **tres unidades de generación** mediante concentración solar de potencia con torre central, cada una con una potencia nominal de **115 MW**.

Se evaluaron dos configuraciones para la planta, las cuales se describen a continuación:

- **Configuración I:** 115 MW de potencia, 15 hrs de TES y múltiplo solar 2,7; esta configuración está basada en el diseño típico de una central CSP, el cual presenta valles de generación energética que crecen en invierno, Para cumplir con el despacho objetivo, esos valles fueron programados hacia el mediodía.
- **Configuración II:** 115 MW de potencia 15 hrs de TES y múltiplo solar 3; esta configuración tiene como objetivo el despacho constante de energía durante todo el año, de esta manera cubre el despacho objetivo y genera un excedente de energía.

Para ambas configuraciones se utilizó el software SAM para optimizar la cantidad de energía generada y se realizó una evaluación económica de estos casos a modo de comparación.

## 2.4. Ubicación

En base a los antecedentes de recursos mostrados anteriormente, se seleccionaron dos ubicaciones, las cuales corresponden a zonas de interés energético y presentan potencial para la generación CSP y fotovoltaica, la primera de estas se encuentra en la comuna de María Helena, al nor-este del cruce de la ruta 5 norte con la ruta 24 al este del río Loa, y la segunda en la comuna de Calama al sur-este de la ciudad de Calama y a sur del río Loa, ambas ubicaciones señaladas en la figura 2.1.

El explorador solar del ministerio de energía entrega datos meteorológicos de la zona tales como niveles de radiación directa y difusa, niveles de nubosidad y temperaturas ambientales, las cuales fueron utilizados tanto para el modelo del sistema como para la simulación de este en el software SAM.

Los datos obtenidos por el explotador solar señalados en las figuras 2.2 y 2.3, señalan un considerable mayor nivel de radiación en la zona al sur de la ciudad de Calama, esta ubicación además, tiene mayor cercanía a un área urbana, lo que disminuiría costos de conexión y transporte, tanto de insumos como trabajadores.

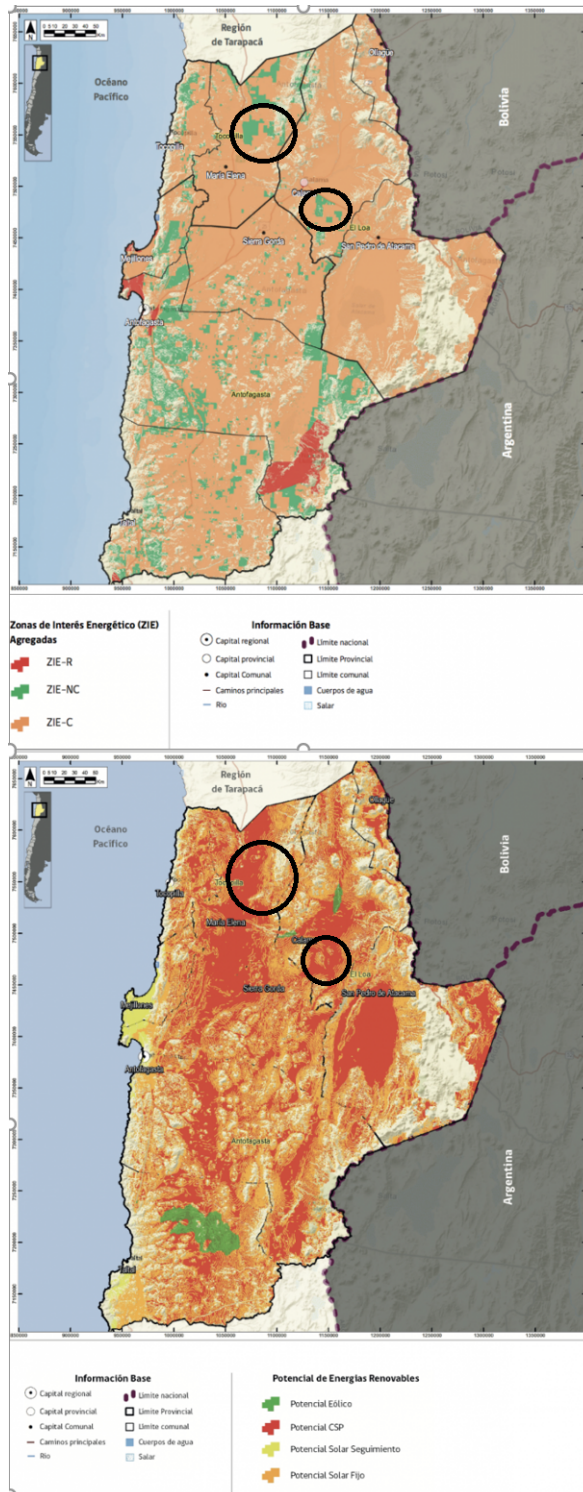


Figura 2.1: zonas preseleccionadas [6]

## Radiación María Helena

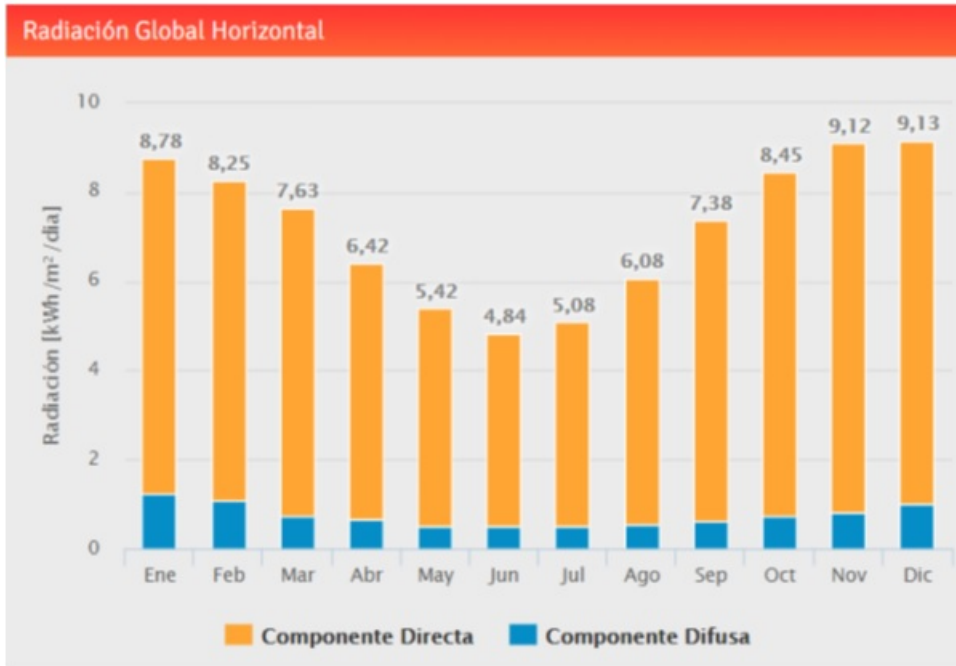


Figura 2.2: Radiación comuna María Helena [5]

## Radiación Calama

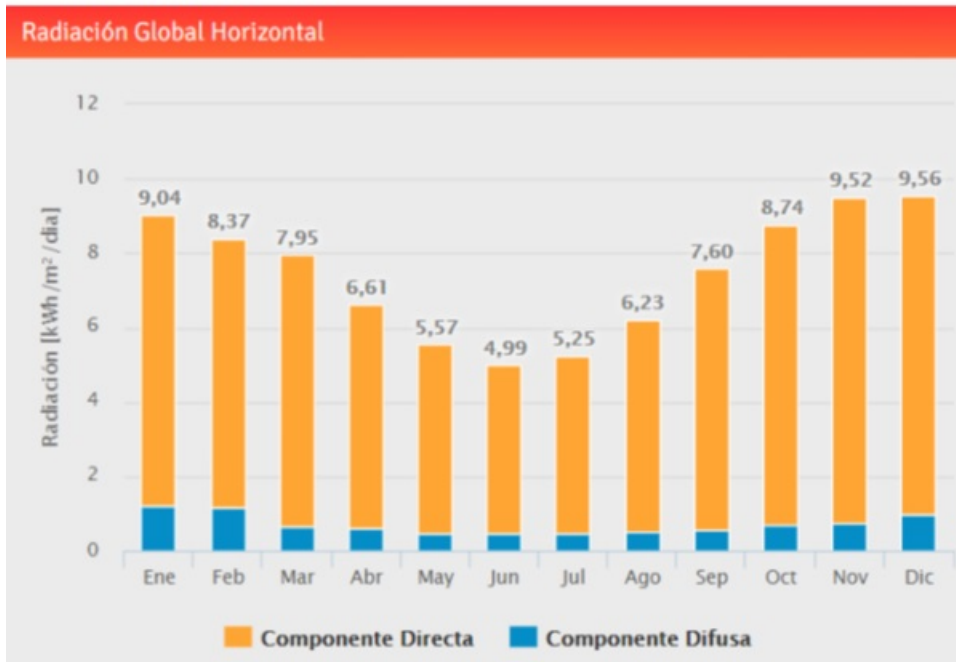


Figura 2.3: Radiación comuna Calama [5]

## 2.5. Tecnología CSP

### 2.5.1. Ciclo de potencia

El diseño del ciclo de potencia fue diseñado en base a sus limitaciones, la temperatura superior del ciclo está limitada por la estabilidad de las sales solares, mientras que la temperatura inferior se encuentra limitada por la temperatura ambiental en la zona, esta debe ser menor a la temperatura de condensación del ciclo, para el funcionamiento efectivo del condensador.

El ciclo de potencia fue diseñado como un ciclo Rankine con recalentamiento, donde el trabajo neto entregado de 115MW, y donde para incrementar la eficiencia térmica se consideraron tres extracciones de vapor, como se puede observar en la figura 2.4

Las condiciones de presión y temperatura fueron seleccionadas en base al criterio expuesto en la referencia Optimum sizing of steam turbines for concentrated solar power plants [19], siendo estas 140 bar y 550 °C, mientras que la presión de salida de diseño fue seleccionada tal que la temperatura de condensación permita el enfriamiento en seco, en los días de mayor temperatura, siendo esta 0,1 bar.

Con las consideraciones expresadas es posible caracterizar el ciclo de potencia según la siguiente tabla:

Tabla 2.1: Caracterización ciclo rankine con recalentamiento

Presión generador de Vapor	140 bar
$T^{\circ}$ entrada turbina de alta presión	550 °C
Presión recalentamiento	28.67 bar
$T^{\circ}$ entrada turbina de baja presión	550 °C
Flujo másico de vapor	100 Kg/s
Presión primera extracción	7 bar
Presión segunda extracción	1,5 bar
Presión condensación	0,1 bar
Eficiencia térmica del ciclo	40 %

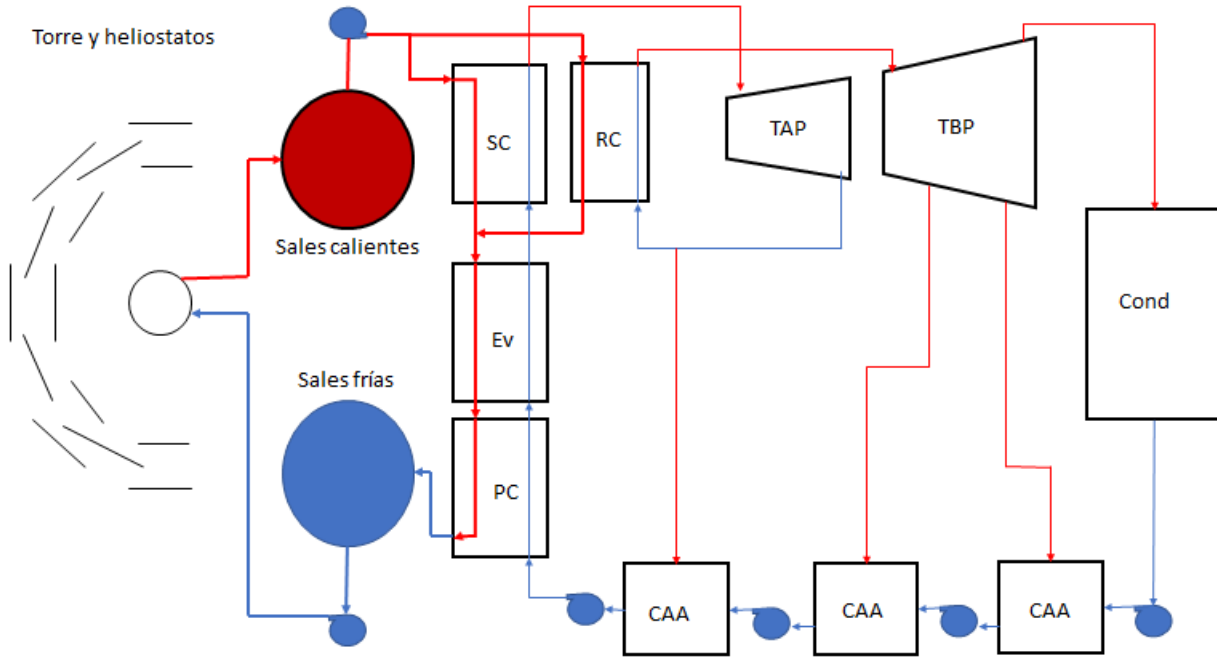


Figura 2.4: Diagrama planta CSP

## 2.5.2. Turbogenerador

Para la tecnología de la turbina se ha confiado en el modelo SST-800 de Siemens la cual está diseñada para su uso en centrales CSP con recalentamiento y permite partidas rápidas adaptándose a los regímenes de trabajo de una planta como la diseñada.

Se necesitan para el funcionamiento de la planta una turbina de contrapresión o de alta presión y una turbina de condensación o de baja presión. Para calcular las eficiencias de estas turbinas se ha utilizado la correlación desarrollada por Verbanov (ecuación 2.1), las constantes  $a$  y  $b$  poseen distintos valores para turbinas de contrapresión (ecuación 2.2) y condensación (ecuación 2.3).

$$\eta_t = \frac{W}{a + b * W} \quad (2.1)$$

Donde  $W$  es el trabajo entregado por la turbina considerando el proceso isentrópico

$$a = 4,23(T_{s,in} - T_{s,out}); b = 1,155 + 0,000538(T_{s,in} - T_{s,out}) \quad (2.2)$$

$$a = 3,53(T_{s,in} - T_{s,out}); b = 1,22 + 0,000148(T_{s,in} - T_{s,out}) \quad (2.3)$$

Donde:

- $T_{s,in}$ : es la temperatura de entrada de la turbina [k].
- $T_{s,out}$ : es la temperatura de salida de la turbina considerando trabajo isentrópico [k].

Con la correlación de Vernabov se obtuvo las eficiencias isentrópicas señaladas en la tabla 2.2

Tabla 2.2: Eficiencias isentrópicas de turbinas

Turbina	Trabajo	Eficiencia
Contrapresión	35 [MW/kg]	77.5 %
Condensación	80 [MW/Kg]	76.2 %

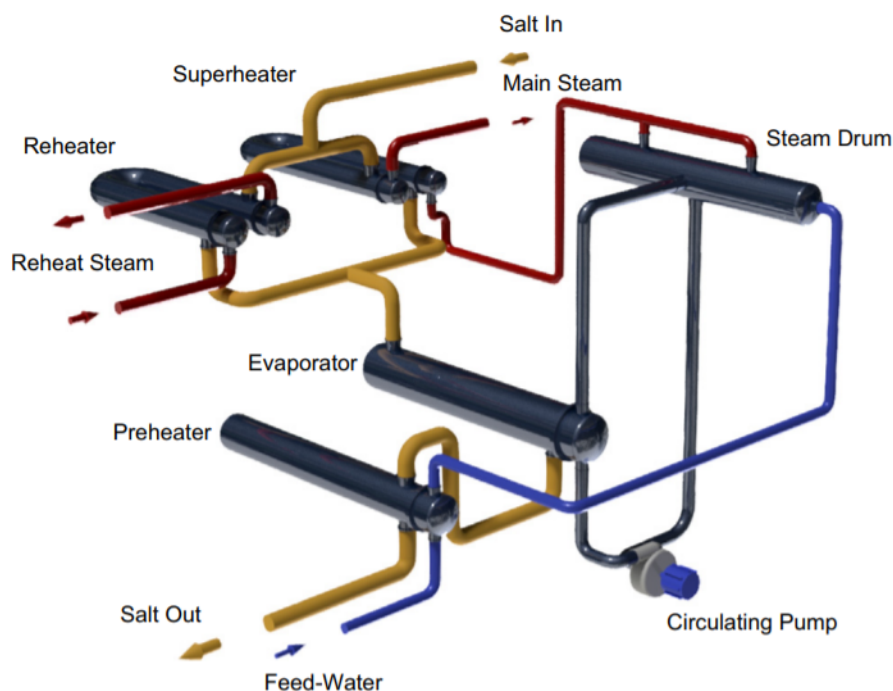


Figura 2.5: Diseño generador de vapor [21]

### 2.5.3. Generador de vapor

El generador de vapor se encarga de transferir el calor de las sales fundidas al ciclo de potencia, de su funcionamiento depende el diseño de los equipos de almacenamiento de calor, a modo de referencia y como caracterización, para esta evaluación se consideró el diseño optimizado por P.A. Gonzales Gómez y Cols [21]. Realizando un ajuste de tamaño para las transferencias de calor requeridas por el sistema.

Para el dimensionamiento de los intercambiadores el primer paso es determinar el flujo másico y las temperaturas de entrada y salida de las sales fundidas con las ecuaciones de balance de energía:

$$\dot{m}_{ms} * C_{p,ms} * (T_{ms,in} - T_{ms,out}) = \dot{m}_w * (h_{w,out} - h_{w,in}) \quad (2.4)$$

Donde:

- $\dot{m}_{ms}$ : flujo másico de sales fundidas [Kg/s].
- $C_{p,ms}$ : Calor específico de las sales fundidas [j/Kgk].
- $T_{ms,in/out}$ : Temperaturas de entrada y salida de las sales fundidas [k].
- $\dot{m}_w$ : flujo másico de agua/vapor [Kg/s].
- $h_{w,in/out}$ : entalpía del agua a la entrada y salida de intercambiador [j/kg]



Tabla 2.3: Condiciones de las sales en el generador de vapor.

Intercambiador	$T_{ms,in}$	$T_{ms,out}$	$\dot{m}_{ms}$	$T_{w,in}$	$T_{w,out}$	$\dot{m}_w$
Pre-calentador	617.1 [k]	563,2 [k]	681.7 [Kg/s]	507.65 [k]	609,8 [k]	100 [Kg/s]
Evaporador	718.5 [k]	617.1 [k]	681.7 [Kg/s]	609,8 [k]	609,8 [k]	100 [Kg/s]
Sobre-Calentador	838,2 [k]	718.5 [k]	430.8 [Kg/s]	609,8 [k]	823,2 [k]	100 [Kg/s]
Recalentador	838,2 [k]	718.5 [k]	250.9 [Kg/s]	626.65 [k]	823,2 [k]	86.76 [Kg/s]

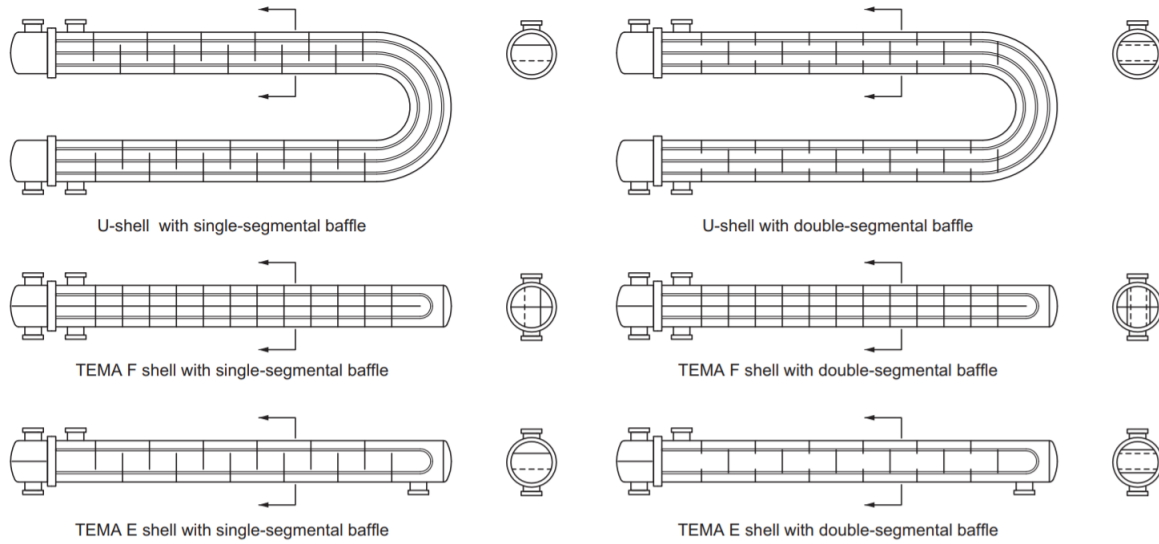


Figura 2.6: Tipos de carcasas y tubos según norma TEMA [21]

Este mismo balance se realiza para cada intercambiador, tomando en cuenta la misma diferencia de temperaturas en las sales en el recalentador y sobre calentador, obteniendo los datos de la tabla 2.4.

Teniendo los flujos másicos y condiciones termodinámicas de los fluidos, el siguiente paso es obtener los coeficientes de transferencia de calor para cada intercambiador. Para esto se utilizaron las siguientes expresiones.

Para el coeficiente de transferencia de calor del lado de los tubos, del precalentador, sobre-calentador y recalentador se utilizó la expresión de flujo turbulento dentro de tubos (Dittus-Boelter)[11]:

$$h_{tube} = 0,023 * \frac{k_w}{D_i} * Re_w^{0,8} * Pr_w^{0,4} \quad (2.5)$$

Donde:

- $k_w$ : conductividad del agua/vapor [W/m k].
- $D_i$ : Diámetro interior del tubo [m].
- $Re_w$ : Número de Reynolds del agua/vapor.
- $Pr_w$ : Número de Prandtl del agua/vapor.

Para el evaporador del lado de los tubos se utilizó el coeficiente de transferencia de calor encontrado en [21], cuyo valor se encuentra en la tabla 2.4. mientras que para la carcasa se utilizó la ecuación de Kern[18]:

$$h_{shell} = 0,36 * \left(\frac{De * G}{\mu_{ms}}\right)^{0,55} * ((Pr_{ms})^{0,33}) * \left(\frac{\mu_{ms}}{\mu_{ms,p}}\right)^{0,14} * \frac{k_{ms}}{De} \quad (2.6)$$

Donde:

- De: Diámetro equivalente [m].
- G: Velocidad másica [Kg/m<sup>2</sup>s]
- $\mu_{ms}$ : Viscosidad dinámica de las sales fundidas [Pa s].
- $\mu_{ms,p}$ : Viscosidad dinámica de las sales fundidas a la temperatura de pared del tubo [Pa\*s].
- $k_{ms}$ : conductividad térmica de las sales fundidas [W/mk].

A su vez De y G se calculan de la siguiente manera:

$$G = \frac{\dot{m}_{ms}}{A} = \frac{\dot{m}_{ms}}{L_b * DI * (P - d_o)/P} \quad (2.7)$$

Donde:

- A: Area de flujo cruzado [m<sup>2</sup>].
- $L_b$ ; Espaciado entre baffles [m].
- DI: Diámetro de la carcasa [m].
- P: Distancia entre tubos [m].
- $d_o$ : Diámetro exterior de los tubos [m].

$$De = \frac{P^2 - \pi * d_o^2}{\pi * d_o} \quad (2.8)$$

Luego teniendo los coeficientes de transferencia de calor y considerando, tanto las pérdidas, como la resistencia al calor de los tubos como despreciables se tiene el coeficiente global de calor:

$$U = \left(\frac{1}{h_{tubo}} + \frac{1}{h_{shell}}\right)^{-1} \quad (2.9)$$

y por lo tanto conociendo el calor y las temperaturas de los fluidos el área de los tubos es:

$$A_{tubos} = \frac{Q}{U * \Delta T_{log}} \quad (2.10)$$

Con todas estas expresiones y emulando el diseño de [21], se llega al siguiente diseño de los intercambiadores:

Tabla 2.4: Condiciones de las sales en el generador de vapor.

	Pre-calentador	Evaporador	Sobre-Calentador	Re-Calentador
$N_{tubos}$	1615	2723	1219	815
$D_{tubos}$ [mm]	15.9	15.9	15.9	25.4
$L_{tubos}$ m	11.9	5.4	17.8	15.2
P [mm]	23.9	20.7	20.7	31.8
$D_{shell}$ [mm]	1600	1796	884	1010
$L_b$ :mm	658	569	612	317
$h_{tubo}$ $[\frac{W}{m^2k}]$	5595	27688	3221	1628
$h_{shell}$ $[\frac{W}{m^2k}]$	3114	5490	6697	5774

Tabla 2.5: Volúmenes para los tanques de sales

14 hrs TES	20337 $m^3$
15 hrs TES	21789 $m^3$

#### 2.5.4. Almacenamiento térmico

Para el almacenamiento térmico se consideró un sistema directo de dos tanques con sales fundidas, la sal más comúnmente utilizada consiste en una mezcla eutéctica de 60 % de nitrato de sodio y 40 % de Nitrato de potasio, también conocida como sal solar.

Los tanques de sales están compuestos de acero inoxidable, cubiertos de un aislamiento de lana mineral, en los cimientos a su vez debe existir un aislamiento compuesto de ladrillo refractario, el cual posee deseables propiedades térmicas y anticorrosivas. Para evitar que las sales se cristalicen en los tanques estos a su vez poseen sistemas de calefacción eléctricos que mantienen la temperatura.

Ambos tanques poseen bombas de sales que permiten, en el caso del tanque frío, transportar las sales hacia la cima de la torre, a través del receptor y dentro del tanque caliente, el cual a su vez posee una bomba que lleva las sales a través del generador de vapor y nuevamente al tanque frío.

Para obtener el volumen de capacidad necesario de los tanques se multiplica el flujo de sales necesario para el generador de vapor por las horas de almacenamiento deseadas y se divide por la densidad de las sales.

$$V_{tanque} = \frac{\dot{m}_{ms} * hrsTES}{\rho_{ms}} \quad (2.11)$$

Los volúmenes para 14 y 15 horas de almacenamiento térmico se exhiben en la tabla 2.5.

Considerando que el tanque no puede llegar a estar vacío, se considera una ampliación del volumen de 1 metro de profundidad.

#### 2.5.5. Torre, Receptor y Campo de Helióstatos

Para las dimensiones y características del campo solar, el cual incluye la torre, el receptor y el campo de helióstatos, se tomaron en cuenta los datos que entrega el software SAM, estos

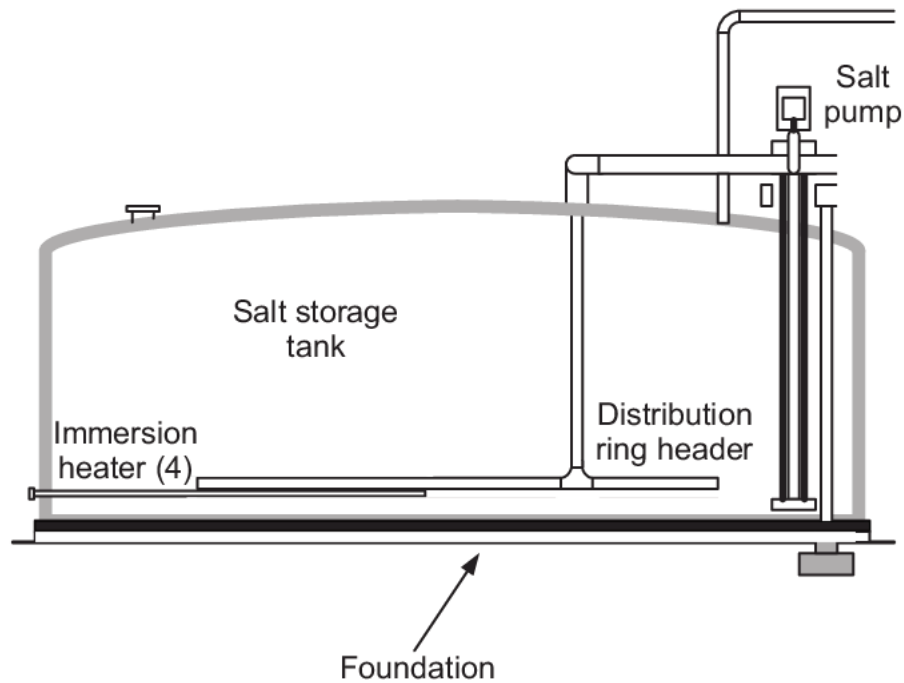


Figura 2.7: Esquema tanque de sales[9]

se basan en investigaciones llevados a cabo por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) de USA. Este software a su vez permite optimizar las dimensiones del receptor y la torre, así como optimizar la configuración de los heliostatos.

El programa asume las siguientes características del receptor:

- Posee un numero discreto de paneles.
- Los paneles están conformados por varios tubos paralelos en contacto térmico.
- Los tubos se orientan en posición vertical y el fluido fluye como serpentin, en un panel fluye hacia arriba y en el siguiente hacia abajo.

Mientras tanto, tanto el campo de heliostatos como las dimensiones de la torre son opti-

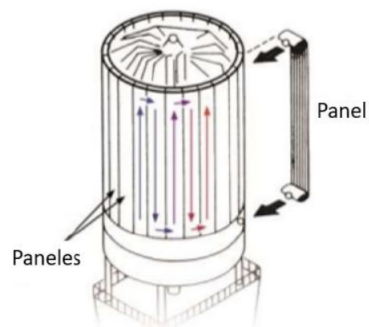


Figura 2.8: Configuración Receptor [3]

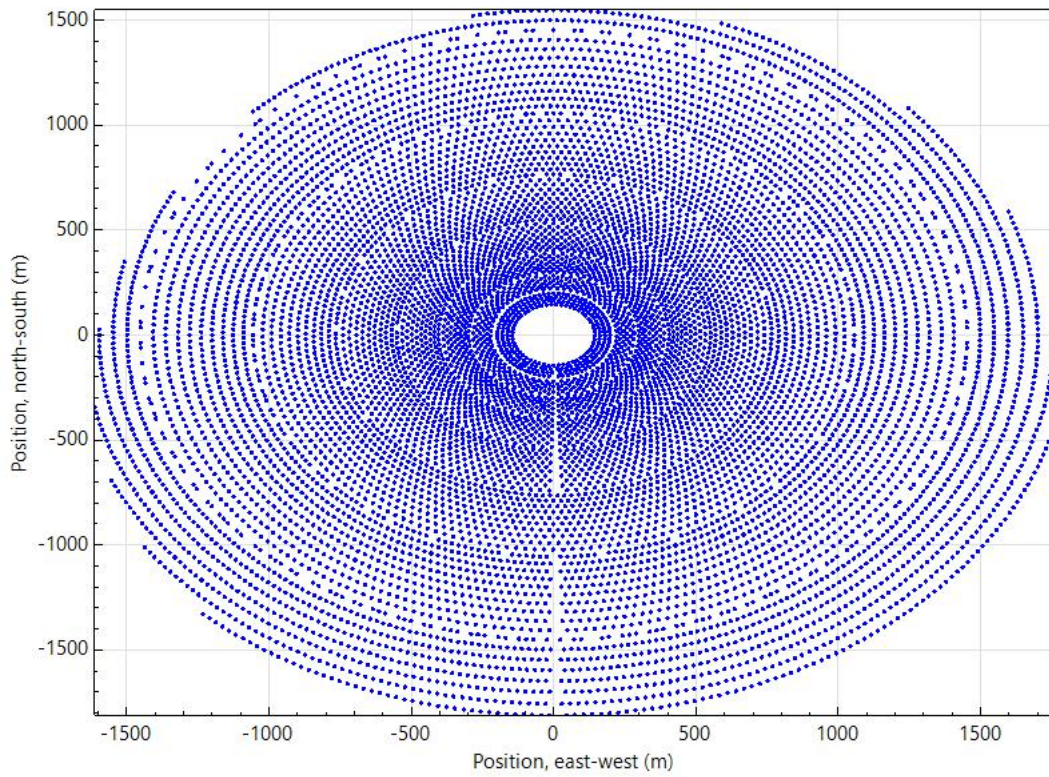


Figura 2.9: Layouts del Campo de Helióstatos Configuración I

mizadas por SAM en base a los datos meteorológicos, entregado las siguientes dimensiones.

Tabla 2.6: Resultados optimización campo solar Configuración I

Heliostatos I	9960
Altura Torre I	194 [m]
Diámetro del receptor I	18 [m]
Altura del Receptor I	19 [m]
Área Total Terreno I	906 [Ha]

Tabla 2.7: Resultados optimización campo solar configuración II

Helióstatos II	10953
Altura Torre II	216 [m]
Diámetro del receptor II	19.6 [m]
Altura del Receptor II	19.7 [m]
Área Total Terreno II	933 [Ha]

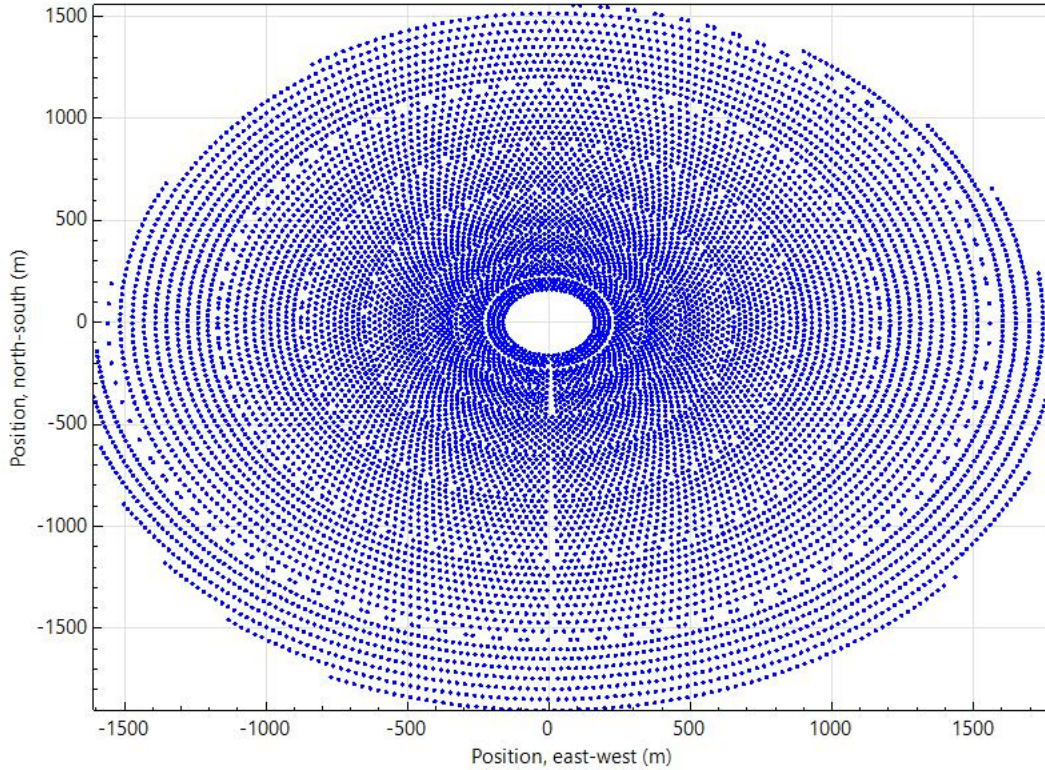


Figura 2.10: Layouts del Campo de Helióstatos configuración II

### 2.5.6. Condensador

Considerando las dificultades de acceso al recurso hídrico, se modeló la planta con un equipo de enfriamiento en seco, el cual consiste en un intercambiador de calor de tubos inclinados con aletas, enfriados por una corriente forzada de aire. Para esto se consideró una temperatura ambiental de diseño de  $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ , en base a los días más calurosos del verano en la Comuna de Calama.

El Condensador se dimensionó análogamente al generador de vapor, esta vez apoyándose en el diseño del condensador utilizado en la tesis de Sigríður Bára Ingadóttir de la Universidad de Islandia [15].

El coeficiente de transferencia de calor al interior de los tubos se calculó con la expresión para condensación en tubos inclinados de Chato (1969):

$$h_{TP} = \left[ \frac{\rho_l * (\rho_l - \rho_v) g' k_l^3 h'_{fg}}{\mu_l D_i (T_g - T_w)} \right]^{0.25} \quad (2.12)$$

Tabla 2.8: Condiciones del condensador.

Separaciones de carga	10
Numero de aletas por metro	354
Diámetro del tubo	50.8 mm
$\Delta T_{log}$	7.67 [k]
ITD	20
$h_{TP}$	14336 [w/m2k]
$h_a$	75 [w/m2k]
Área de tubos (sin aletas)	1407.7 [m <sup>2</sup> ]

Donde

- $\rho_{l/v}$ : Densidades de agua y vapor saturados [Kg/m<sup>3</sup>].
- $g' = g * \sin(\theta)$  [m/s<sup>2</sup>].
- $g$ : aceleración de gravedad [m/s<sup>2</sup>].
- $k_l$ : conductividad térmica del agua [w/m k].
- $T_g$ : Temperatura de saturación del agua [k].
- $T_w$ : Temperatura de pared del tubo [k].
- $h'_{fg} = h_{fg} + 0,357 * C_{p,l} * (T_g - T_w)$

Mientras tanto para el coeficiente de transferencia de calor al exterior de los tubos con aletas, se utilizó la expresión de Briggs y Young (1963) para tubos con aletas.

$$h_a = 0,134 * Re^{0,681} * Pr^{0,33} * \left[\frac{s}{l}\right]^{0,2} * \left[\frac{s}{t}\right]^{0,1134} * \frac{k_a}{D_o} \quad (2.13)$$

Donde:

- $s$ : separación entre las aletas [m].
- $l$ : largo de la aleta [m].
- $t$ : grosor de la aleta [m].
- $D_o$ : Diámetro exterior del tubo.

Así emulando el condensador encontrado en [15], se tiene un condensador con las siguientes características.

## 2.6. Costos

Para la identificación de costos de esta planta, se recolecto información de diferentes fuentes, Las fuentes más citadas son las de las mismas investigaciones del NREL, sin embargo para este trabajo se tomaron en cuenta también, la recolección de datos de Adriana Zurita y Cols. en [10]y el Reporte de relación y magnitud de Capex y Opex del comité Solar e innovación energética de Corfo [9], los costos de terreno fueron evaluados en el sitio del servicio de impuestos internos. Con todos estos datos se ha llegado a la siguiente conformación de costos.

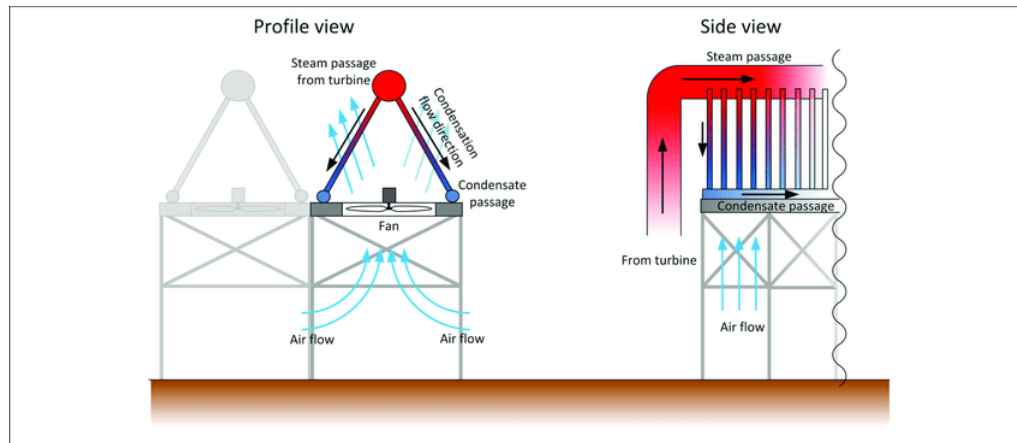


Figura 2.11: Esquema condensador en seco [15]

Tabla 2.9: Costos CSP

Mejoras del Sitio	5 USD/ $m^2$
Campo de heliostatos	140 USD/ $m^2$
Balace de Planta	200 USD/KWe
Power block	USD/kWe 800
TES	24 USD/kWht
Costo fijo Torre	3,000,000 USD
exponente de escalamiento de la torre	0.0113
Costo de referencia del receptor	103,000,000 USD
Área de referencia del receptor	1571 $m^2$
Exponente de escalamiento del costo del receptor	0.7
Contingencia	5 %
Costo Terreno	4,524.21 USD/acre
Costos de Capital Indirecto	
Costos de Administración	13 % del costo directo
Impuesto de ventas	27 %
Operación y mantenimiento	
Costo fijo por capacidad	66 USD/KW-año
Costo variable por generación	3.5 USD/KWh



## 2.7. Ingresos

Para calcular los ingresos de la planta se utilizó la información del precio medio de mercado reportada al coordinador eléctrico nacional por las empresas generadoras y distribuidoras, la cual señala que desde la interconexión en el SEN el precio medio de mercado a aumentado un 7,8 % en 2018 y un 5,4 % en 2019 [1].

Para considerar la evolución del precio medio de mercado se tomaron en cuenta los pronósticos de costo marginal realizados por el Coordinador eléctrico nacional por nodo de inyección eléctrica al sistema para el nodo de Crucero, del cual se obtuvo un valor de costo marginal de 45 USD/MWh y un crecimiento promedio de 6,4 % del año 2020 al 2036 [1].

Con esto el costo marginal medio y el precio medio de mercado para los 25 años se estima como se muestra en el Anexo 1,

## 2.8. Parámetros evaluación económica

Para la realización del flujo de caja del proyecto se tomaron en cuenta los siguientes parámetros.

- se consideraron 2 tipos de financiamiento, con un 50 % y 70 % de endeudamiento; ambos con un 6 % de tasa de interés, en ambos casos la deuda debe pagarse en 20 años en cuotas de amortización constante.
- Impuesto de primera categoría del 27 %.
- Tasa de descuento del 10 % correspondiente a la tasa de actualización de rentabilidad anual del rubro. [2].
- Depreciación legal de 20 años para todos los equipos y máquinas.
- Los Costos de desmantelamiento de la central a carbón no se consideran en el flujo, al considerarse costos hundidos al tratarse de un mandato de gobierno.

### 2.8.1. Indicadores de rentabilidad

Como medidas de evaluación del proyecto se utilizan los indicadores de rentabilidad VAN, TIR y LCOE: VAN es la sigla de valor actual neto, también se le puede llamar VPN (valor presente neto). Este el indicador más utilizado en evaluaciones de todo tipo de proyectos ya que considera la inversión inicial y los costos y ganancias periódicas a lo largo de la vida útil del proyecto.

$$VAN = \sum \frac{G_i - C_i}{(1 - r)^i} - I_o \quad (2.14)$$

Donde:

- $i$ : Año de evaluación.
- $G_i$ : Ganancias año  $i$  [USD].
- $C_i$ : Costos año  $i$ .
- $r$ : tasa de descuento [%].

- $I_o$ : inversión inicial [USD].

Otro indicador es la tasa interna de retorno (TIR), también conocida como tasa de rendimiento de un proyecto y corresponde al porcentaje de beneficio o pérdida de un proyecto. Este representa el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea nulo (ecuación (2.15)).

Si la TIR es mayor a la tasa de descuento implica que el proyecto tiene beneficios y conviene realizarlo, por otra parte, si es menor el proyecto tiene pérdidas y no conviene realizarlo.

$$\Sigma \frac{G_i - C_i}{(1 - TIR)^i} - I_o = 0 \quad (2.15)$$

Finalmente se consideró el costo nivelado de la energía, el cual representa el costo de la energía producida a través de la vida útil del proyecto, esta medida permite fácilmente comparar los costos de diferentes tecnologías, el costo nivelado de la energía (LCOE por su sigla en ingles), se calcula con la ecuación 2.16.

$$LCOE = \frac{\sum_{i=0}^N \frac{CAPEX_i}{(1+t)^i} + \sum_{i=0}^N \frac{OPEX_i}{(1+t)^i}}{\sum_{i=0}^N \frac{Produccion_i}{(1+t)^i}} \quad (2.16)$$

Donde:

- $i$ : corresponde a cada año de vida útil del proyecto.
- $N$ : horizonte de evaluación del proyecto.
- CAPEX Costos de inversión.
- OPEX Costos de operación y mantención del proyecto.
- Producción: cantidad de energía producida en un año.
- $t$ : corresponde a la tasa de descuento.

# Capítulo 3

## Evaluación Económica

Bajo las condiciones señaladas en las secciones anteriores, se realizaron las simulaciones de desempeño de las dos configuraciones de plantas y los correspondientes flujos de caja, obteniendo los resultados expresados en las tablas 3.1, 3.2, 3.3 y 3.5. En el Anexo 2 se encuentran gráficos de los perfiles horarios de generación para cada mes y con cada configuración.

Tabla 3.1: Inversión Configuración 1

CSP	Inversión	%
Terreno	\$ 10,118,730	1.6
Arreglos del terreno	\$ 7,189,865	1.1
Campo de heliostatos	\$ 201,316,224	31.9
Torre	\$ 25,814,574	4.1
Receptor	\$ 79,158,208	12.5
TES	\$ 94,898,728	15.0
Balance de planta	\$ 23,000,000	3.6
Ciclo de potencia	\$ 92,000,000	14.6
Contingencia	\$ 26,168,880	4.1
EPC	\$ 71,441,040	11.3
Total por planta	\$ 1.893.318.720	100
Total	\$1,825,716,442	300

Tabla 3.2: Inversión Configuración II

CSP	Inversión	%
Terreno	\$ 10,426,336	1.5
Arreglos del terreno	\$ 7,906,686	1.2
Campo de heliostatos	\$ 221,387,200	32.9
Torre	\$ 33,078,248	4.9
Receptor	\$ 86,010,944	12.8
TES	\$ 94,898,728	14.1
Balance de planta	\$ 23,000,000	3.4
Ciclo de potencia	\$ 92,000,000	13.7
Contingencia	\$ 27,914,090	4.1
EPC	\$ 76,205,464	11.3
Total por planta	\$ 672,827,712	100
Total	\$2,018,483,136	300

Tabla 3.3: Energía Generada anual

Configuración	Energía generada por planta	Total	Factor de planta
Configuración I	808,962 MWh	2,426,886 MWh	80.3 %
Configuración II	864,055 MWh	2,592,166 MWh	85.7 %
Configuración I optimizado	841,421 MWh	2,524,265 MWh	83.5 %
Configuración II optimizado	870,689 MWh	2,612,069 MWh	86.4 %

Tabla 3.4: Índices de Rentabilidad con 70 % de Deuda

Config.	VAR	TIR	Año de retorno de la inversión	LCOE %
Config. I	\$166,673,000	15 %	9	8.2 cents/KWh
Config. II	\$192,270,206	16 %	9	8.1 cents/KWh
Config. I Opt	\$204,409,212	17 %	8	7,9 cent/KWh
Config. II Opt	\$198,309,609	16 %	9	8 cent/KWh

Tabla 3.5: Índices de Rentabilidad con 50 % de Deuda

Config.	VAR	TIR	Año de retorno de la inversión	LCOE %
Config. I	\$135,576,707	13 %	9	8.2 cents/KWh
Config. II	\$159,130,505	14 %	9	8.1 cents/KWh
Config. I Opt	\$173,310,151	14 %	9	7,9 cent/KWh
Config. II Opt	\$165,169,340	14 %	9	8 cent/KWh

### 3.1. Análisis de resultados

El ciclo de potencia seleccionado para las plantas simuladas cuenta con una eficiencia térmica de 40 %, esta potencia está limitada por la temperatura ambiente y por la temperatura de estabilidad de las sales, sin embargo, la turbina seleccionada cuenta con la posibilidad de hasta 7 extracciones, es posible que el uso de más extracciones mejore la eficiencia del ciclo.

Para la implementación de estas plantas se necesitaría la ocupación de 2718 y 2799 [Ha] lo que corresponde a 36.2 y 37,3 veces la superficie del complejo termoeléctrico mejillones (correspondientes a las diferentes configuraciones).

Los costos de inserción obtenidos para las plantas corresponden a USD\$6,098 y USD\$6500 por KW de potencia instalada, lo cual se diferencia porcentualmente en un 0.7 % y 7.3 % un de los USD\$6,055 por KW reportados por la comisión nacional de energía el 12 de marzo del 2019 [20].

La cantidad de energía generada por las plantas evaluadas excede la energía generada por CTM1 y CTM2 (1184 GWh), en un 105 % y un 118 %, mientras que sus versiones con despacho optimizado la exceden en un 113 % y un 120 %; comparando la cantidad de energía generada con la generada por las unidades CTA y CTH (2123 GWh), las centrales evaluadas las superan en un 14 y un 22 %, mientras que las versiones con un despacho optimizado las superan en un 18 y un 23 %.

En cuanto al despacho de la generación, en las imágenes del Anexo 2, se puede observar que el despacho optimizado para una planta de este tipo difiere de aquellos que buscan reemplazar el suministro de energía de las centrales termoeléctricas a carbón, del mismo modo se puede observar que la gestionabilidad de la energía presenta dificultades en los meses con peores condiciones meteorológicas.

Los indicadores de rentabilidad como lo son el VAR y el TIR son positivos para todos los casos, sin embargo, estos indicadores son sensibles a la evolución del precio de la energía en el mercado eléctrico a futuro, mientras tanto, los LCOE obtenidos entre 79 y 82 USD/MWh al compararlos con el pronóstico realizado por Bloomberg en 2011 para el año 2020 y 2030, se encuentran en el rango competitivo del mercado.

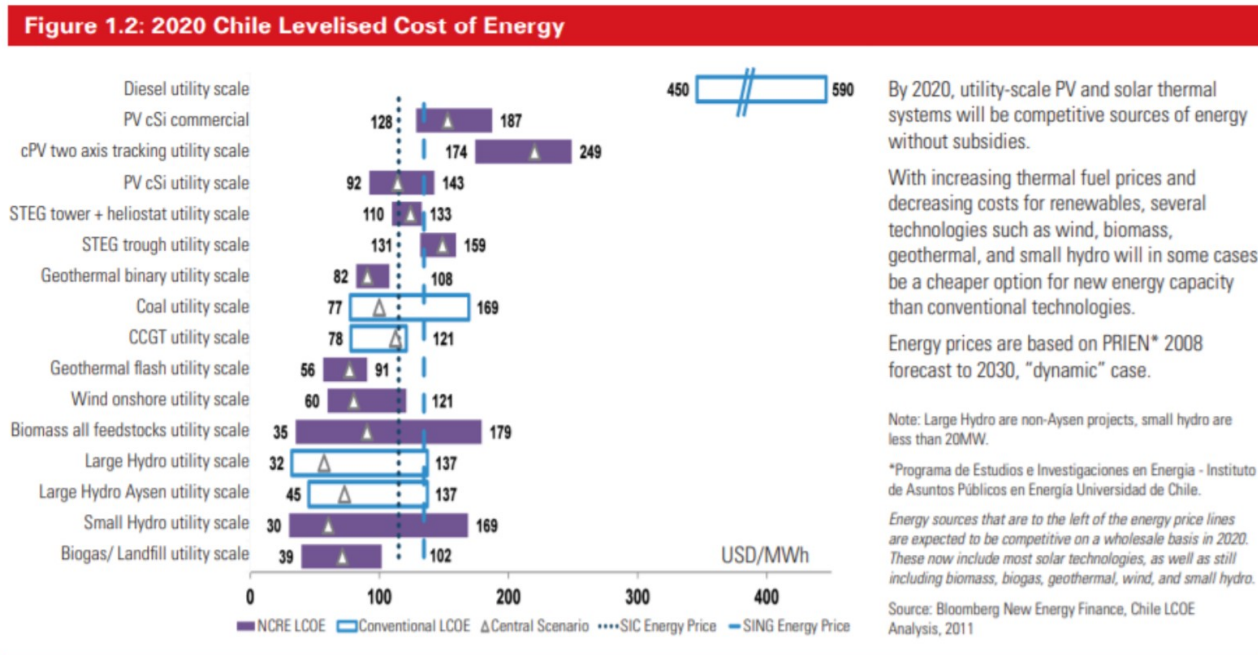


Figura 3.1: Pronostico LCOE para 2020 [4]

**Figure 1.3: 2030 Chile Levelised Cost of Energy**

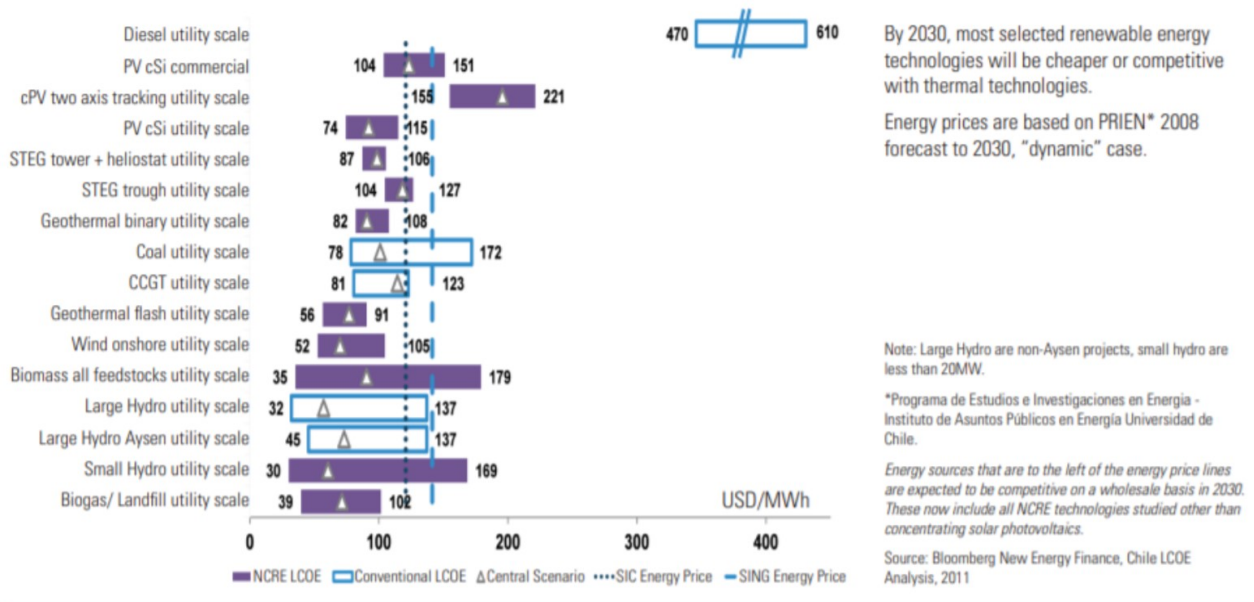


Figura 3.2: Pronostico LCOE para 2030 [4]

# Conclusión

En base a la revisión de la literatura encontrada y las condiciones en las que trabajan las centrales termoeléctricas a carbón en el sistema eléctrico nacional, se seleccionó la tecnología de concentración solar de potencia de torre con almacenamiento térmico mediante sales fundidas como la más adecuada para reemplazar la generación de las unidades CTM1 y CTM2.

Para la entrega de la potencia de 340 MW y energía de 1184 GWh/año que caracteriza a las unidades a carbón, se realizó la ingeniería básica y conceptual de un conjunto de tres unidades de torre cada una con una potencia nominal de 115 MW y 15 hrs de almacenamiento térmico a modo de entregar energía durante la noche, obteniendo el tamaño y rendimiento de los equipos principales, considerando dos variaciones de campo solar con un múltiplo solar de 2.7 y 3.

De las simulaciones de desempeño de las dos variaciones de planta solar CSP, se encontró que, para una planta con múltiplo solar 2.7, al planificar valles de generación entre las 9:00 y 14:00 hrs del día es posible garantizar menos variabilidad en el despacho de energía durante la noche, sacrificando un 3.9% de la energía máxima generada en un año, mientras que una planta con múltiplo solar 3 con un despacho objetivo constante logra lo mismo sacrificando solo un 0.7% de la energía máxima generada en un año. se puede notar también que la estabilidad de generación es dependiente de las condiciones meteorológicas.

Todas las variables evaluadas fueron capaces de cubrir la cantidad de energía generada por las unidades CTM1 y CTM2 en un año, llegando niveles levemente superiores a la generación de las centrales CTA y CTH de similar potencia, pero mayor factor de planta.

Todas las plantas a su vez mostraron tener indicadores de rentabilidad positivos, observando en la planta de múltiplo solar 2.7 una caída de un 18.5% de rentabilidad al emular el régimen de una planta a carbón, mientras que en la planta con múltiplo solar 3 se observó una caída de un 3%, siendo de todas las variables evaluadas la más rentable la planta de múltiplo solar 2.7 con despacho optimizado.

Al comparar los LCOE de las variables evaluadas con los pronósticos realizados por Bloomberg el 2011 (figuras 3.1 y 3.2) se observa que todas se encuentran en un rango de precios competitivos en el mercado Chileno, cercanos al límite inferior de la tecnología termoeléctrica a carbón.

# Bibliografía

- [1] *Coordinador Eléctrico Nacional*; <http://cdec2.cdec.cl/pls/portal/cdec.pckwebcoordelec:sppagina?pid>, 2020 (revisado 4/12/2019).
- [2] *¿cuánto ganan las empresas distribuidoras de energía?*; <https://www.senado.cl/cuanto-ganan-las-empresas-distribuidoras-de-energiamociones-limitan/senado/2019-04-26/160837.html>, 2020 (revisado 4/12/2019).
- [3] Angel G. Fernández; Judith Gómez-Vidal b; Eduard Oró; Alan Kruizenga ; Aran Sole ; Luisa F. Cabeza. *Mainstreaming commercial CSP systems: A technology review*, volume 140. 2019.
- [4] BloombergNEF. *Chile Power System Outlook*. acciona, 2019.
- [5] Ministerio de Energía; <http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/inicio>. *Explorador Solar*, 2020 (revisado 4/12/2019).
- [6] Ministerio de Energía; <http://www.minenergia.cl/per/region/antofagasta/>. *Plan Energético Regional Antofagasta*, 2020 (revisado 4/12/2019).
- [7] Ministerio de Energía/GIZ Chile. *Las Energías Renovables No Convencionales En El Mercado Eléctrico Chileno*. 2018.
- [8] Universidad Católica del Norte; [https://www.politicaspUBLICASdelnorte.cl/observatorio-regional-de-recursos-hidricosuna-herramienta-de-analisis-disponible-en-sit\\_antofagasta/](https://www.politicaspUBLICASdelnorte.cl/observatorio-regional-de-recursos-hidricosuna-herramienta-de-analisis-disponible-en-sit_antofagasta/). *Observatorio regional de recursos hídricos: Una herramienta de análisis disponible en sit antofagasta*, 2020 (revisado 4/12/2019).
- [9] Comité Solar e inovacion energética. *Consentracion Solar de Potencia Tecnología de Torre. Corfo; Comité Solar e inovacion energética*. Corfo, 2019.
- [10] Adriana Zuritaa; Carlos Mata-Torresa; Carlos Valenzuela; Carlos Felbol; José M. Cardemil; Amador M. Guzmán; Rodrigo A. Escobar. *Techno-economic evaluation of a hybrid CSP+PV plant integrated with thermal energy storage and a large-scale battery energy storage system for base generation*. 2018.
- [11] Yunus A Cengel; Afshin J. Ghajar. *Transferencia de calor y masa*. Mc Grow Hill, 2018.
- [12] MH Education; <https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>.



*Componentes de una instalación solar fotovoltaica*, 2020 (revisado 4/12/2019).

- [13] Thermogen Power Services In. *Reporte de Determinación de Consumo específico Engie Energía Chile Mejillones CTM1*. 2016.
- [14] Thermogen Power Services In. *Reporte de Determinación de Consumo específico Engie Energía Chile Mejillones CTM2*. 2016.
- [15] Sigríður Bára Ingadóttir. *Analysis of Heat Transfer in Air Cooled Condensers. Faculty of Industrial Engineering; Mechanical Engineering and Computer Science; University of Iceland*. 2014.
- [16] Inodú. *ESTUDIO DE ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS AL RETIRO Y/O RECONVERSIÓN DE LAS UNIDADES DE CARBÓN EN CHILE*. 2018.
- [17] Inodú. *ESTUDIO DE VARIABLES AMBIENTALES Y SOCIALES QUE DEBEN ABORDARSE PARA EL CIERRE O RECONVERSIÓN PROGRAMADA Y GRADUAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A CARBÓN*. 2018.
- [18] D. Q. Kern. *Procesos de transferencia de calor*. Wiley.
- [19] Andreas Poullikkas; Constantinos Rouvas; Ioannis Hadjipaschalis; George Kourtis. *Optimum sizing of steam turbines for concentrated solar power plants*, volume 3. 2012.
- [20] Comisión nacional de energía. *Reporte de costos de tecnologías de generación*. 2019.
- [21] P.A. González-Gómez; J. Gómez-Hernández; J.V. Briongos; D. Santana. *Thermoeconomic optimization of molten salt steam generators*, volume 146. 2017.

# Capítulo 4

## Anexos

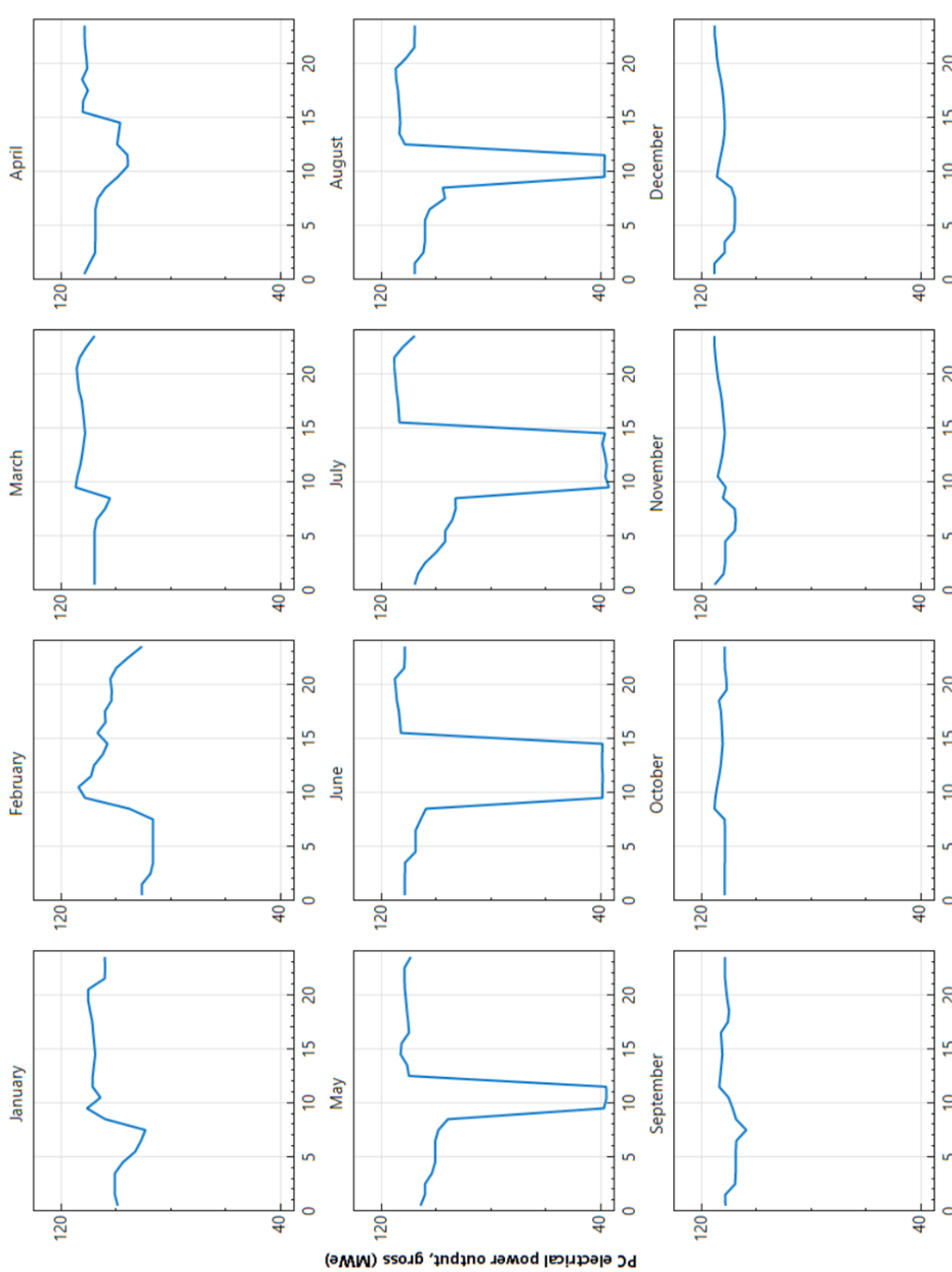
### 4.1. Anexo 1: Pronósticos costo marginal y precio medio de mercado

Tabla 4.1: Costo Marginal promedio por año

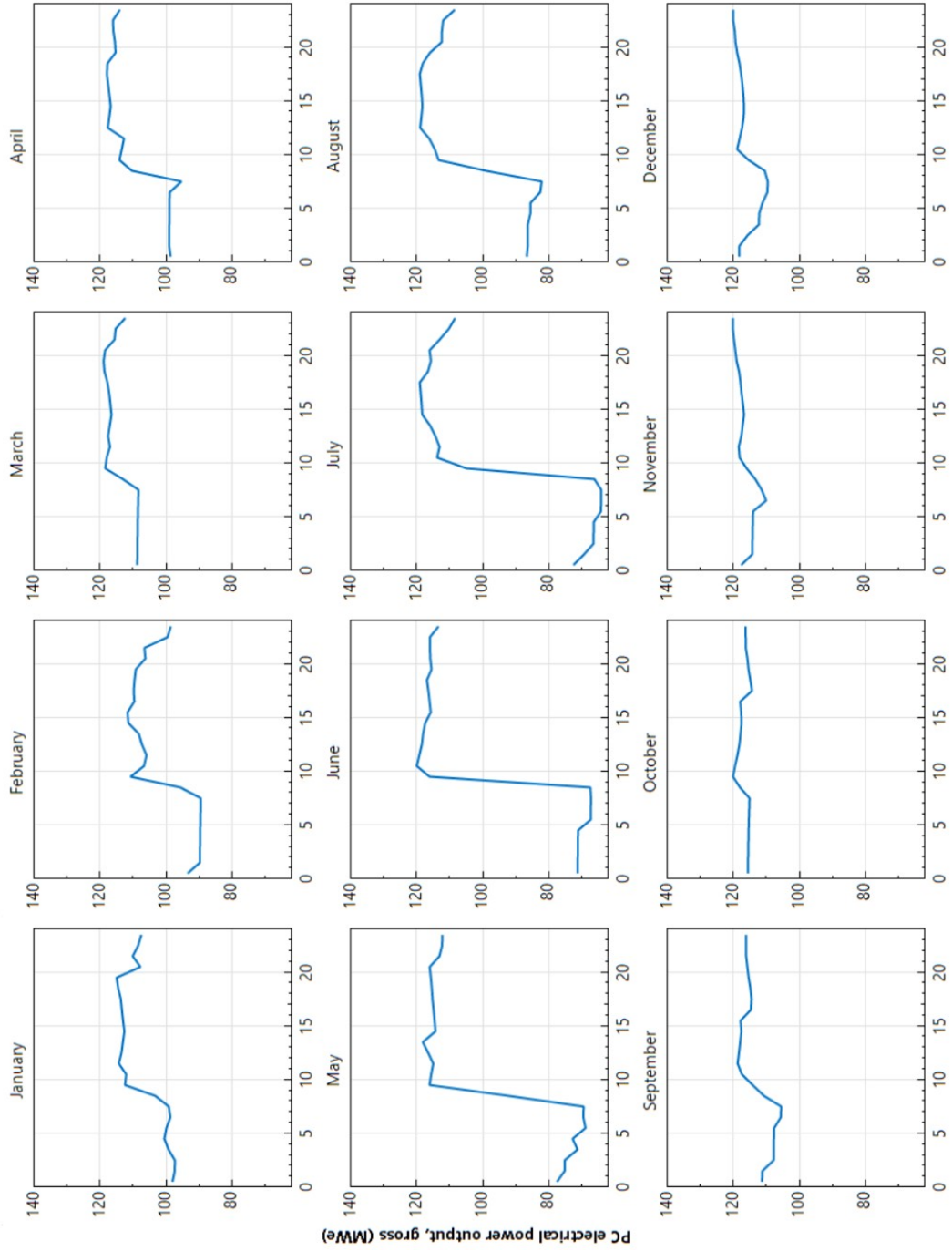
Año	CMg [USD/MWh]	PMM [USD/MWh]
1	47.83	80.37
2	50.69	85.19
3	53.74	90.30
4	56.96	95.72
5	60.38	101.46
6	64.00	107.55
7	67.84	114.00
8	71.91	120.84
9	76.23	128.09
10	80.80	135.78
11	85.65	143.93
12	90.79	152.56
13	96.24	161.72
14	102.01	171.42
15	108.13	181.70
16	114.62	192.61
17	121.50	204.16
18	128.79	216.41
19	136.52	229.40
20	144.71	243.16
21	153.39	257.75
22	162.60	273.22
23	172.35	289.61
24	182.69	306.99
25	193.66	325.41

## 4.2. Anexo 2: perfiles de generación

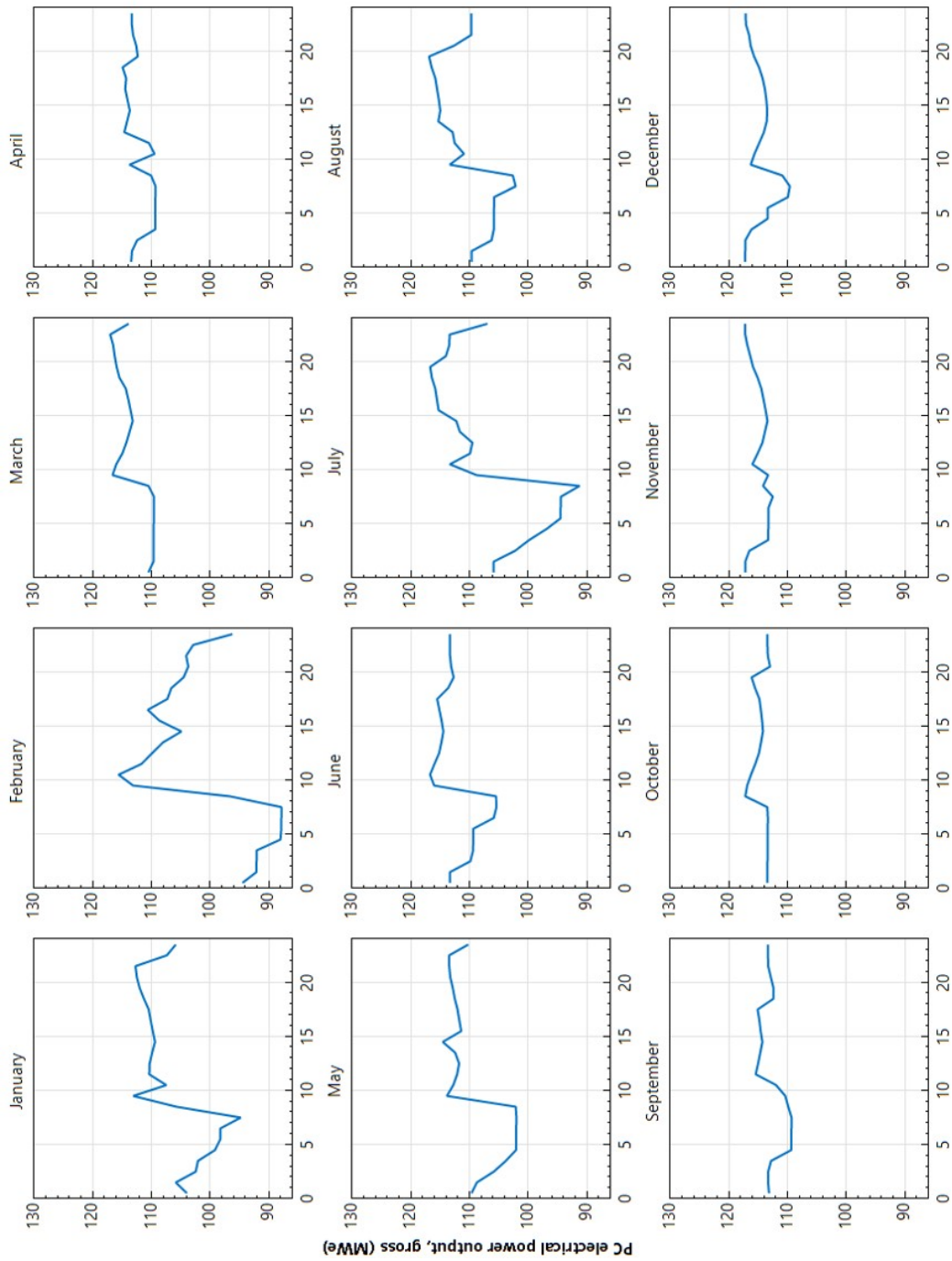
### 4.2.1. Generación Configuración I



### 4.2.2. Generación Configuración I despacho optimizado



### 4.2.3. Generación Configuración II



### 4.2.4. Generación Configuración II despacho optimizado

