



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

ECONOMÍAS DE ESCALA EN CENTRALES SOLARES DE POTENCIA EN EL
NORTE DE CHILE

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL MECÁNICO

ANDRÉS DANIEL GÓMEZ NAZAL

PROFESOR GUÍA:
RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ÁLVARO VALENCIA MUSALEM
JOSÉ MIGUEL CARDEMIL IGLESIAS

SANTIAGO DE CHILE
2019

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO
POR: ANDRÉS DANIEL GÓMEZ NAZAL
FECHA: 2019
PROF. GUÍA: RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

ECONOMÍAS DE ESCALA EN CENTRALES SOLARES DE POTENCIA EN EL NORTE DE CHILE

El trabajo presentado tiene por objetivo principal la obtención empírica de leyes de escalamiento costo-capacidad para centrales solares fotovoltaicas (Módulos solares monocristalinos de silicio y seguimiento de un eje) y centrales solares térmicas (Central CSP de colectores parabólicos). Las leyes encontradas indican el comportamiento de los costos según la capacidad instalada por central y además permiten saber los costos de los principales equipos y componentes asociados a cada tecnología.

El estudio se llevó a cabo según la siguiente metodología, en primer lugar se selecciona un emplazamiento geográfico para la posible instalación de las centrales y se obtienen datos de radiación solar propios de la zona. Paralelamente se seleccionan la configuración y tecnología específica de cada central a estudiada. A partir de esto, se procede a dimensionar los principales equipos y elementos de cada central. De esta forma se determina el costo de cada uno de los equipos involucrados mediante estimadores de costos y valores encontrados en la bibliografía más reciente y pertinente al tema. Los resultados obtenidos de este proceso se validaron según datos internacionales. Finalmente, se calcularon los escalamientos costo-capacidad para los principales componentes y para los costos de planta completa (Costo total). A su vez, se obtienen los costos de generación (Costo unitario) y su comportamiento respecto de la capacidad de la planta.

Los principales resultados obtenidos son:

- (a) El factor de escala para centrales fotovoltaicas es de $\alpha = 0,9096$.
- (b) El factor de escala para centrales CSP de colectores parabólicos es de $\alpha = 0,7378$.
- (c) El costo unitario promedio para centrales fotovoltaicas es $1,08 [US\$/kW]$ mientras que para la central CSP es $5471,74 [US\$/kW]$.

Se concluye del estudio que efectivamente existen economías de escala para ambas centrales (En las centrales CSP es más considerable que en las fotovoltaicas) y además se evidencia el descenso de costos de cada central según la capacidad. Se nota también la gran diferencia de costos respecto de una tecnología y la otra y sus explicaciones. Por último, se recomienda la instalación en la zona de centrales CSP de 70 [MW] y centrales fotovoltaicas desde los 100 [MW] en conjunto con una evaluación económica pertinente a cada caso.

Agradecimientos

A mis padres por haberme brindado el apoyo necesario para concluir esta etapa, cada uno se hizo presente a su manera y en parte este es un logro para ellos también.

A mis amigas y amigos que conocí durante la carrera, como también los que mantuve de antes, no hubiese sido una etapa tan importante sin ellos y sin duda se hizo más corta la estadía. Incontables experiencias en la famosa terraza durante los viernes de "terraceo", historias para recordar por siempre. Mención honrosa a la cancha aledaña que albergó tantos partidos y experiencias.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	2
1.2. Objetivos	3
1.2.1. Objetivo General	3
1.2.2. Objetivos Específicos	3
1.3. Alcances	4
2. Metodología	5
3. Antecedentes	7
3.1. Sistemas Fotovoltaicos	7
3.1.1. Componentes de una central solar fotovoltaica	8
3.1.2. Configuración de Sistemas Fotovoltaicos	9
3.2. Centrales Solares CSP	11
3.2.1. Sectores de una CSP	11
3.2.2. Tecnologías de Colección Solar	13
3.3. Ley de Escalamiento	14
3.3.1. Normalización de costos	15
4. Selección de Localidad y Tecnología	17
4.1. Localidad Geográfica	17
4.2. Central Solar Fotovoltaica	20
4.3. Central Solar Térmica (CSP)	20
5. Dimensionamiento de Componentes	21
5.1. Central Solar Fotovoltaica	21
5.1.1. Metodología para obtener Radiación Absorbida	22
5.1.2. Radiación Solar Absorbida	25
5.1.3. Selección de Componentes	29
5.1.4. Configuración de la Central	31
5.2. Central Solar Térmica	35
5.2.1. Campo Solar	35
5.2.2. Dimensionamiento de Campo Solar con Almacenamiento Térmico	41
5.2.3. Ciclo de Potencia	43
5.2.4. Generador de Vapor	46
5.2.5. Sistema Condensador- Torre de Enfriamiento	50
5.2.6. Sistema de Almacenamiento Térmico	53

6. Resultados y Estimación de Costos	58
6.1. Central Fotovoltaica	59
6.2. Central Termosolar	63
6.2.1. Campo Solar	63
6.2.2. Sistema de Almacenamiento, TES	64
6.2.3. Bloque de Potencia	71
6.2.4. Costos Totales	73
7. Análisis y Discusión de Resultados	76
8. Conclusión	80
Bibliografía	83
Anexos	86
A. Código utilizado en EES para cálculo de estados termodinámicos y dimensionamientos.	86
B. Tablas de Excel para cálculos de modelo de radiación absorbida. (Central Fotovoltaica)	89
C. Ficha técnica inversor Sunny Central 3000-EV SMA.	92

Capítulo 1

Introducción

Actualmente el cambio climático se ha vuelto una realidad y es un tema de preocupación mundial. Variadas áreas de estudio han tornado su interés en este asunto con el fin de reducir la cantidad de emisiones de gases invernadero, en el ámbito internacional cabe mencionar el Acuerdo de París firmado en diciembre del año 2015 por 195 países, el cual tiene por objetivo contener el aumento de temperatura por debajo de los 2 [°C] respecto a la era preindustrial [1]. Por otro lado, en el ámbito nacional se aprobó en el año 2013 el proyecto de Ley "20/25" que busca fomentar la utilización de energías renovables no convencionales (ERNC) en la matriz energética chilena. Una de las metas de esta ley es que para el año 2025 un 20 % del total de energía generado en Chile provenga de fuentes renovables no convencionales [2]. En vista de esta situación resulta primordial impulsar proyectos de ERNC para poder cumplir con la meta propuesta por el Gobierno. Ante esto se tiene que es fundamental realizar estudios respecto de los costos asociados a este tipo de proyectos dado que esa ha sido la principal barrera para la inserción de estas nuevas energías, y por otro lado analizar si existen economías de escala presentes en las plantas generadoras de energía eléctrica a partir de energías renovables. El presente trabajo se enmarca en este contexto y pretende estudiar la existencia de economías de escala en 2 tipos de centrales solares de potencia; de manera paralela se estudiarán las centrales solares de tipo fotovoltaica y las centrales solares CSP (Concentrated Solar Power) de tipo colectores parabólicos con doble estanque de almacenamiento. Mediante una revisión bibliográfica acerca de las últimas actualizaciones de costos y estimaciones para los principales componentes de cada central, se buscará determinar los costos totales de cada planta y evaluar la existencia de economías de escala a través del comportamiento que presenten los costos a medida se aumente la capacidad en un rango definido.

1.1. Motivación

Como fue mencionado, actualmente el cambio climático es un tema de contingencia mundial y Chile no se ha quedado atrás en políticas para combatirlo. A fecha de octubre de 2018 se tiene que la capacidad neta instalada ERNC asciende a 20% (4602 MW) [3] cumpliendo con lo propuesto por la Ley "20/25", sin embargo, se espera que este porcentaje siga en aumento y por tanto se imponga una nueva meta para los años próximos.

El estudio de posibles leyes de escalamiento de costos en centrales solares es una temática aún en estudio, en donde parte de la tecnología involucrada sigue en desarrollo. Es por ello que la realización de esta memoria proporciona un conocimiento técnico de centrales solares fotovoltaicas y CSP, además de evaluaciones económicas respecto de los costos asociados a estas plantas.

Por otra parte, el norte de Chile posee una ubicación privilegiada e idónea para el aprovechamiento de la energía solar, siendo el lugar que recibe mayor cantidad de radiación en el mundo y el donde menor superficie se necesita (y por tanto inversión) para generar una unidad de energía. Esta situación hace que el desarrollo de la energía solar y sus múltiples aplicaciones para generar energía eléctrica sean de suma importancia y la presente memoria pretende profundizar precisamente en esta área y fomentar el uso de este tipo de tecnologías. Cabe destacar también que actualmente en Chile solo existen centrales solares fotovoltaicas en funcionamiento, y en construcción sólo se encuentra una sola central CSP (Planta Solar Cerro Dominador), esto evidencia lo avanzada que se encuentra una tecnología respecto a la otra en el ámbito nacional. Otro foco importante de esta memoria es reducir esta brecha y sumarse a otros estudios que intentan analizar de manera paralela (como es este caso) o comparativa ambos tipos de plantas, para así obtener conclusiones respecto de la conveniencia, técnica y económica, de un tipo de tecnología por sobre la otra.

Tecnología	Operación (1) [MW]	En Pruebas [MW]	Construcción [MW]	RCA Aprobada (2) [MW]	En Calificación [MW]
Biomasa (3)	468	3	0	498	59
Eólica	1.535	3	538	9.513	3.039
Geotermia	0	24	0	120	100
Mini Hidro (4)	488	20	75	824	165
Solar - PV	2.111	167	242	16.276	7.687
Solar - CSP	0	0	110	2.348	300
Total	4.602	218	964	29.579	11.350

Figura 1.1: Cuadro Resumen-Estado de Proyectos ERNC. Fuente: Extraído de [3]

1.2. Objetivos

A continuación se mencionan tanto el objetivo general de la memoria como también, los objetivos específicos para lograrlo.

1.2.1. Objetivo General

- Determinar costos de los principales equipos involucrados en centrales solares térmicas y fotovoltaicas para diferentes escalas de producción (10 a 150 MW) en el norte de Chile, y obtener leyes de escalamiento empíricas para costos de activos físicos de estas plantas en función de capacidad de producción.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Seleccionar tecnologías establecidas y estandarizadas de centrales solares térmicas y fotovoltaicas para una localidad en particular situada en el norte de Chile.
- Crear un conjunto de programas computacionales (Excel, EES) para cálculos termodinámicos y dimensionamientos de los elementos de cada planta para diversas capacidades.
- Determinar costos de los diferentes elementos en función de la capacidad de producción.
- Validar el costo físico total por kW producido mediante comparación con información pública internacional.
- Obtener conclusiones sobre las escalas de generación más factibles para la localidad escogida.

1.3. Alcances

Respecto del estudio presentado se debe mencionar que este no consiste en un análisis comparativo entre centrales solares térmicas y fotovoltaicas, sino que más bien es un análisis en paralelo de ambas tecnologías para determinar posibles escalamientos por separado para cada una de las centrales, suponiendo que se encuentran en la misma zona geográfica. Cabe mencionar que tampoco se consideran centrales híbridas, vale decir centrales CSP combinadas con centrales fotovoltaicas.

Por otro lado, para poder efectuar una ley de escalamiento válida para un tipo de central solar se debe establecer claramente la tecnología a estudiar de modo de comparar tecnología equivalente una con otra, independiente de la capacidad que utilice cada una. En conjunto con esto, se requiere también un alto nivel de estandarización de la información, es decir se requiere utilizar tecnologías ya establecidas para así evitar el fenómeno de "curva de aprendizaje". Los aspectos más importantes se resumen en los siguientes puntos:

- Para la central solar CSP se fija la tecnología en una central con colectores parabólicos (Parabolic Trough) con sistema de almacenamiento térmico indirecto de doble estanque de sales fundidas, dejando fuera del estudio centrales CSP de torre central, concentrador lineal Fresnel y plato Stirling.
- Para la central solar fotovoltaica se considerarán paneles solares monocristalinos de silicio y sistema de seguimiento solar de un sólo eje, sin almacenamiento de energía (batería).
- Ambas centrales se analizarán en el rango de [10-150 MW] de capacidad para obtener los costos y dimensionamientos de los equipos presentes en la planta.
- Al evaluarse en una localidad específica se evita la influencia de costos asociados a transporte, internación, mano de obra en instalación entre otros.

Otro punto a destacar es que al considerar centrales térmicas con acumulación de energía y centrales fotovoltaicas sin acumulación de energía (baterías), la energía por día será diferente en ambas centrales a pesar de que presenten la misma capacidad nominal (ej. 50 MW) debido a que la central fotovoltaica solo está operando durante el día.

Capítulo 2

Metodología

A continuación se presenta la metodología de trabajo para esta memoria y los pasos a seguir, de modo de ir cumpliendo los objetivos específicos planteados y finalmente el objetivo general.

- Selección de una localidad en particular en el norte de Chile, para así obtener datos de la cantidad de radiación solar que se tiene en dicha zona lo largo del año. A partir de estos datos se puede conocer la disponibilidad energética que se tiene para cada tipo de central, térmica o fotovoltaica.
- En base a la bibliografía pertinente seleccionar la tecnología más establecida (y por tanto, más estandarizada) tanto para las centrales solares térmicas y fotovoltaicas.
- A partir de la tecnología seleccionada, determinar en cada caso:
 1. Termodinámica básica de la planta CSP con el fin de encontrar los estados en cada punto del ciclo y los flujos máxicos involucrados, y a partir de ellos comenzar el dimensionamiento de los equipos de la central.
 2. Relación de los componentes de la planta fotovoltaica con la capacidad, para de esta manera determinar las dimensiones de los equipos y la cantidad requerida.
- Elaboración de un programa computacional (Excel, EES) que reciba estos datos y entregue las dimensiones de los componentes esenciales para cada planta. Estas dimensiones estarán en función de la capacidad en [MW] instalada.
- Obtener una base de datos de costos validados internacionalmente para el costeo de los equipos, según la capacidad.

- Finalmente, una vez obtenidos los costos para ambas centrales se realiza un análisis de dichos costos para evaluar la posible existencia de economías de escala en cada planta. A partir de este análisis se espera obtener conclusiones relevantes respecto de la proyección para la instalación de centrales solares en la localidad escogida. En otras palabras, se espera conocer si la economía de escala determina si es conveniente la construcción de pocas centrales de gran escala o muchas centrales de pequeña escala. También se podría indicar a partir de que capacidad o tamaño resulta prohibitivo pensar en centrales solares.

Las etapas críticas de la memoria se pueden resumir en el siguiente esquema:



Capítulo 3

Antecedentes

3.1. Sistemas Fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos se componen de celdas fotovoltaicas, dispositivos capaces de convertir la luz solar en energía eléctrica de manera directa. Esta característica hace de las plantas solares fotovoltaicas plantas de generación de energía eléctrica a partir de una energía renovable, como en este caso es el sol. El fundamento de la celda solar yace en el efecto fotoeléctrico, que consiste en la excitación de un electrón debido a la interacción con un fotón proveniente de la luz solar. Para comprender como este fenómeno convierte la luz solar en energía eléctrica se debe aclarar que las celdas solares están hechas de materiales semi-conductores, este tipo de materiales presenta una banda de valencia, una banda de conducción y una diferencia de energía entre ambas bandas (gap). Cuando la luz solar es captada por la celda solar, un fotón excita uno de los electrones en la banda de valencia del semi-conductor dotándolo de energía, cuando esta energía sobrepasa el gap de energía entre bandas el electrón pasa a la banda de conducción, en donde en la presencia de un campo eléctrico se generará una corriente continua. [4]

Una central solar fotovoltaica se puede dividir en 3 componentes esenciales; en primer lugar el campo solar compuesto de los módulos fotovoltaicos, baterías de almacenamiento, y un inversor.

En la figura 3.1 se muestra un layout simple de una planta solar fotovoltaica.



Figura 3.1: Layout simplificado de Planta Solar Fotovoltaica. Fuente: Extraído de [5]

3.1.1. Componentes de una central solar fotovoltaica

Si bien el layout de la central puede resumirse en 3 partes esenciales, hay variados componentes que al ir modificándose cambian la configuración de la planta.

A continuación se presentan los componentes más relevantes de una central solar fotovoltaica: [4]

1. Módulos Fotovoltaicos: Son los componentes encargados de recepcionar la radiación solar y varían según el material del que se fabriquen, a continuación se mencionan los distintos tipos de celdas:
 - Celdas Monocristalinas de Silicio: Celdas compuestas de un único cristal de silicio sin prácticamente ni un defecto o impureza. Presentan una alta eficiencia, alrededor de 14-15%. Este tipo de celdas son las más comunes y son llamadas primera generación de celdas fotovoltaicas.
 - Celdas Policristalinas de Silicio: También llamadas multicristalinas, son producidas por variados granos de silicio monocristalino. Son levemente menos eficiente y también son parte de la primera generación de celdas fotovoltaicas.
 - Celdas Solares de Película Fina (Thin-Film Cells): Corresponden a una segunda generación de celdas solares y las aplicaciones comerciales aún se encuentran en desarrollo, estas abarcan materiales tales como Telurio de Cadmio (CdTe), CIGS (Cobre-Indio-Galio-Selenio) y Silicio amorfo.

El conjunto de módulos fotovoltaicos corresponden al campo solar de la planta fotovoltaica y significan aproximadamente un 60% del costo total de la planta. [6]

2. **Batería:** La batería es requerida para poder suplir de energía en la noche o cuando el sistema fotovoltaico no puede abastecer la demanda energética. Los tipos principales de baterías incluyen lead-acid, nickel-cadmium, nickel-hydride, lithium. Las baterías "deep cycle lead acid" son las más frecuentemente usadas. Este componente se utiliza para sistemas fotovoltaicos que no están conectados a una red de distribución y deben funcionar de manera autónoma.
3. **Inversor:** El inversor es utilizado para convertir la corriente continua generada en los módulos fotovoltaicos a corriente alterna previo al ingreso de la electricidad a la red de distribución. Otra función principal del inversor es mantener un voltaje constante en el lado de corriente alterna y convertir la potencia de entrada en la potencia de salida con la mayor eficiencia posible. Este es un componente clave en los sistemas fotovoltaicos, el tamaño se ve directamente afectado por la capacidad total instalada del sistema y las configuraciones dispuestas en la central. El inversor puede significar hasta un 5 % del total de costos del sistema. [7]

Los componentes destinados al proceso de conversión de corriente continua a corriente alterna (además del inversor), en conjunto reciben el nombre de balanceo del sistema (BOS, Balance of System) y constituyen una parte importante del costo del sistema.

3.1.2. Configuración de Sistemas Fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos pueden clasificarse también según la forma en que los módulos solares son dispuestos en el campo solar, con el fin de disminuir el costo unitario de energía. A continuación se detallan los aspectos más relevantes a tener en cuenta: [4]

1. **Inclinación Fija:** Este es el método más simple para incrementar la radiación solar recibida por un módulo fotovoltaico y consiste en inclinar el módulo fotovoltaico respecto a la horizontal. Existen 2 ángulos relevantes para este método: el ángulo de inclinación del colector, β (desviación del plano horizontal) y el ángulo azimutal del colector, Z_s (desviación del sur, en el hemisferio norte).

La optimización de estos ángulos puede incrementar la irradiación recibida hasta en un 35 % a una latitud 65° norte [4]. La inclinación se ve afectada por efectos climatológicos como lo son, el viento (debido a cargas asociadas a corrientes de aire) y la nubosidad.

2. **Mecanismos de Seguimiento:** Los módulos fotovoltaicos son montados sobre mecanismos de seguimiento de un eje o de doble eje, de esta manera aumenta la potencia de salida del sistema debido al mejor aprovechamiento de la luz solar en el atardecer. La ubicación geográfica determina la alineación que toman los seguidores (Trackers) para aumentar la cantidad de radiación solar captada, como también la eficiencia del sistema. Los mecanismos de doble eje presentan un rendimiento levemente mayor que los de un sólo eje, sin embargo son significativamente más complejos mecánicamente implicando costos más altos de manufactura y de mantenimiento. Es por ello que la opción más comúnmente usada son los mecanismos de un eje.

La inclinación de paneles solares (ya sea fija o con mecanismo de seguimiento) se enfrenta al riesgo de que los paneles generen sombras entre ellos, sobretodo cuando el sol se encuentra cercano al horizonte . Esto afecta directamente la cantidad de radiación solar captada por los paneles, disminuyendo el rendimiento del sistema. No es práctico eliminar por completo la sombra debido a que la separación de los módulos fotovoltaicos implica aumentar el tamaño del campo solar, y por tanto el costo asociado a este sector. En general, el aumento de rendimiento provocado por la inclinación, fija o con seguimiento, se ve compensado por el aumento del campo solar. Esto conlleva a que exista un balanceo entre el costo de paneles solares y el costo del terreno destinado a campo solar, módulos de alto costo y terreno de bajo costo incita a inclinar los módulos, mientras que un terreno de alto costo y módulos de bajo costo propicia que se opte por menos inclinación y optimizar el espacio.

3.2. Centrales Solares CSP

Las plantas CSP son plantas de generación de energía eléctrica a partir de un recurso renovable, el fundamento detrás de esta tecnología consiste en la concentración de luz solar por medio de reflexión, hacia un fluido de trabajo (capaz de transportar calor a altas temperaturas) que finalmente se convertirá en vapor e ingresará a un bloque de potencia en base a un ciclo de Rankine con sobrecalentamiento y recalentamiento, con el fin de generar electricidad a través de una turbina.[8]

Una central CSP se puede dividir en 3 sectores primordiales; El campo solar, el sistema de almacenamiento térmico (TES; Thermal Energy Storage) y el bloque de potencia. No obstante, las centrales CSP se basan en el mismo principio, estas pueden funcionar con distintas tecnologías tales como : Colectores Parabólicos, Torre Central, Concentrador Lineal Fresnel y Disco Parabólico.

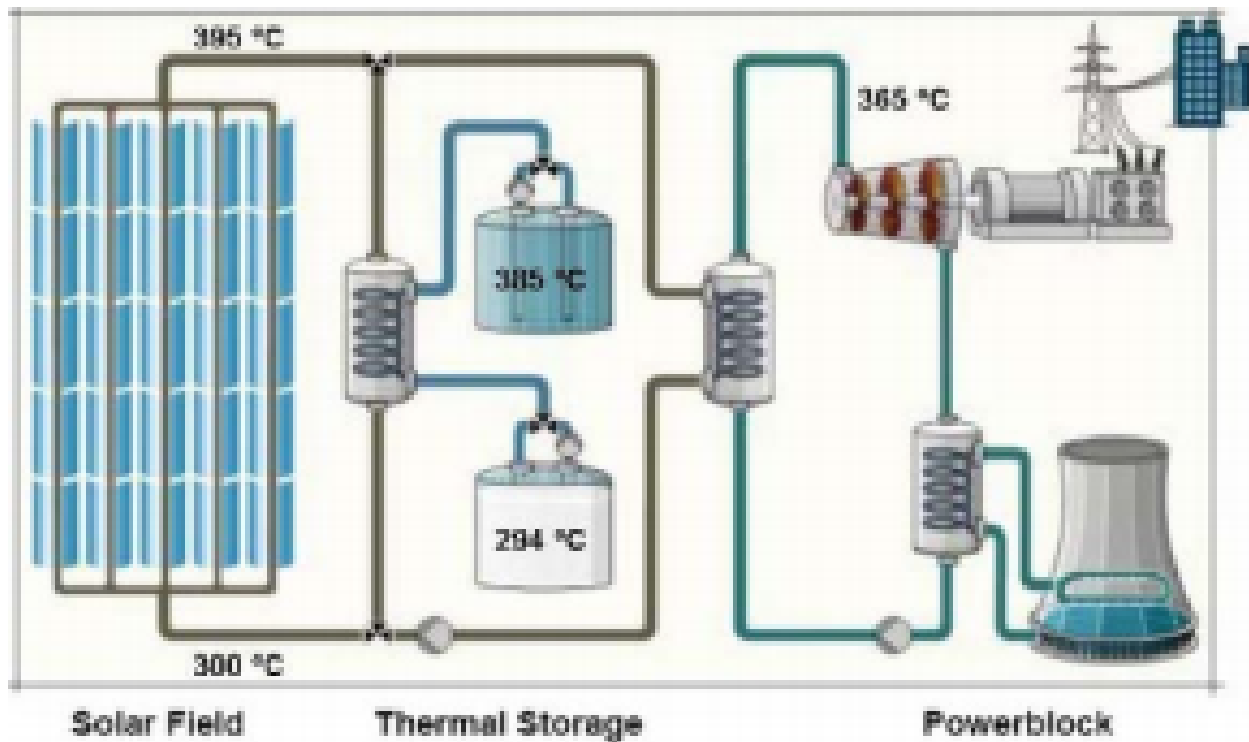


Figura 3.2: Layout de una Central Solar CSP de colectores parabólicos con almacenamiento indirecto de doble estanque. Fuente: Extraído de [9]

3.2.1. Sectores de una CSP

1. Campo Solar: El campo solar se refiere a la zona en donde se ubican los dispositivos para captar la luz solar y calentar el fluido de trabajo (HTF; Heat Transfer Fluid) que depende del tipo de tecnología que se utilice. Esta región es la que abarca mayor espacio en la central y además representa desde un 35 % a un 49 % del costo total de la

planta.[10] El espacio a utilizar depende de la demanda energética que se tenga, dado que parte de la energía convertida es destinada a almacenamiento se necesita mayor captación solar para abastecer mayores demandas.

2. Almacenamiento Térmico: Esta tecnología resuelve el problema de factor de planta que tiene la energía solar respecto de las demandas de electricidad, ya que almacena calor durante el día para luego abastecer al bloque de potencia en la noche o en días nublados, extendiendo así el período de generación y mejorando el factor de capacidad de planta. Cabe mencionar que una planta CSP que cuente con almacenamiento requiere de un mayor campo solar que una planta sin almacenamiento.[11]

Hoy en día se tienen 3 métodos de almacenamiento térmico, detallados a continuación:

- Almacenamiento por calor sensible: La energía es almacenada a través del aumento de temperatura de un fluido o un sólido (sales fundidas, aceites térmicos, rocas, arena, entre otros). La cantidad de energía almacenada depende de la cantidad de material de almacenamiento, el calor específico del material y la diferencia de temperatura que experimenta. Esto se resume en la ecuación 3.1

$$Q = mC_p\Delta T \quad (3.1)$$

- Almacenamiento por calor latente: se utilizan PCM's (Phase Change Material), aprovechando el alto calor latente que se puede almacenar/liberar cambiando de fase un material.
- Almacenamiento termo-químico: En este método se utiliza una reacción química reversible, la energía se almacena/libera dependiendo de si esta es endotérmica o exotérmica.

Otro aspecto a mencionar es que el almacenamiento puede ser directo o indirecto, en el caso directo el HTF es el mismo que se utiliza en los tanques de almacenamiento, mientras que en el caso indirecto se utiliza un HTF distinto del material usado para almacenar calor.

En la actualidad la mayoría de plantas CSP en funcionamiento utilizan el método de almacenamiento por calor sensible.

3. Bloque de Potencia: El bloque de potencia no presenta mayores variaciones entre una tecnología CSP y otra y en general corresponde a un ciclo termodinámico de Rankine con sobrecalentamiento y recalentamiento de vapor de agua. En esta etapa se producen los intercambios de calor correspondientes entre el fluido de trabajo proveniente del campo solar y del almacenamiento con el vapor de agua. Los elementos típicos del bloque de potencia suelen ser Intercambiadores de calor (sobrecalentador, recalentador, economizador), Turbina (Alta y baja presión) conectada a un generador eléctrico, Torre de enfriamiento (Condensador) y una bomba para la circulación.

3.2.2. Tecnologías de Colección Solar

Actualmente existen 4 formas de colección solar para las plantas CSP, las cuales son: [8]

1. **Colector Parabólico:** Este tipo de recolección solar consiste en un arreglo paralelo de reflectores parabólicos. Los reflectores tienen la misión de reflejar la radiación solar directa normal (DNI, Direct Normal Irradiation) hacia el HTF que circula a través de un tubo de colección de calor (HCE, Heat Collection Element), que se ubica en el foco geométrico de la parábola que forman los reflectores. Los reflectores además, presentan un mecanismo que les permite girar sobre su propio eje (Single Axis Tracking System) para así realizar un seguimiento de la luz solar. Cabe destacar también, que este es el tipo de tecnología para colección solar más madura para centrales CSP, un ejemplo de ello es el complejo de 9 plantas instaladas en el sur de California (SEGS) con una capacidad instalada de 354 MWe. En la Figura 3.4 se aprecia un ejemplo de colector parabólico

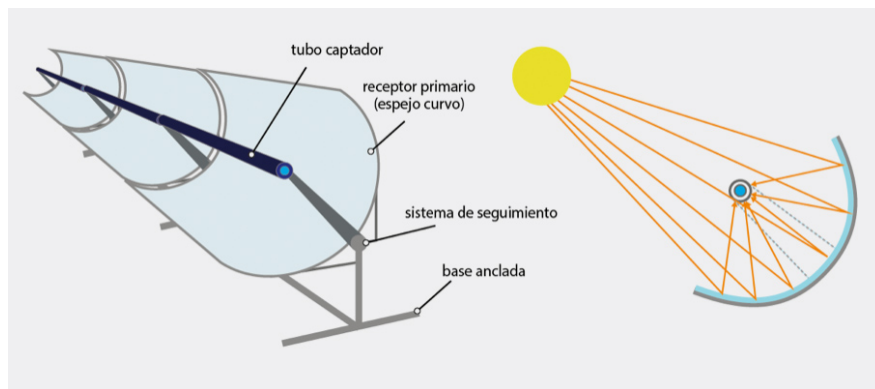


Figura 3.3: Colector Parabólico. Fuente: Extraído de [12]

2. **Torre Central:** Este sistema denominado también como sistema receptor central, consiste en un conjunto de espejos reflectantes seguidores del sol, llamados heliostatos. La luz solar reflejada va hacia un receptor ubicado en una torre alta, una vez capturada la radiación se transforma en calor a través de un HTF. El HTF puede ser aceite sintético o sales fundidas, en el segundo caso las sales fundidas funcionan también como medio de almacenamiento de calor, disminuyendo los costos asociados a un sistema TES.
3. **Concentrador Lineal Fresnel:** En esta tecnología se usa un reflector plano para reflejar al luz solar hacia un tubo receptor lineal, similar a la disposición del colector parabólico, por el cual circula el HTF. Todos los espejos están dotados de un mecanismo de seguimiento solar. Una de las principales ventajas de este sistema es el bajo costo de manufactura de los reflectores, que al ser planos (ligeramente curvados) disminuye considerablemente su costo respecto a los parabólicos.

4. Disco Parabólico: El sistema de disco parabólico concentra la luz solar sobre su foco, donde es ubicada una máquina Stirling. En esta configuración todo el equipo gira mediante el mecanismo de seguimiento solar, de esta forma la conversión de energía se realiza en conjunto con el sistema que capta la radiación solar evitando la necesidad de un HTF. Cada disco parabólico genera energía eléctrica de manera independiente.

3.3. Ley de Escalamiento

Existen variados métodos para determinar el costo de una planta, uno de ellos es el denominado Costo-Capacidad, el cual establece que el costo de un equipo o maquinaria no varía de manera directamente proporcional con la capacidad, sino que más bien con la capacidad elevada a un exponente. Esto puede resumirse mediante la siguiente ecuación, que corresponde también a la forma más típica y conocida de este método: [13]

$$\frac{C_2}{C_1} = \left(\frac{Q_2}{Q_1}\right)^\alpha \quad (3.2)$$

En donde C_2 corresponde al costo asociado a la capacidad Q_2 y C_1 el costo asociado a la capacidad Q_1 . Cuando se utiliza este método para la economía de plantas de potencia se suele hablar de costo unitario de capacidad, utilizando como unidad de medida el costo monetario por capacidad instalada, como por ejemplo [\$/MW]. El exponente α indica el comportamiento de la economía de escala de la siguiente manera:

- $\alpha > 1$ indica que existen deseconomías de escala, implicando que el costo aumentará de manera no lineal con la capacidad instalada.
- $\alpha = 1$ indica que no existen economías de escala, implicando que el costo aumenta de forma lineal con la capacidad instalada.
- $\alpha < 1$ indica que si existen economías de escala, implicando que el costo aumenta a un menor ritmo que la capacidad instalada.

Esta expresión se debe utilizar con precauciones debido a que la relación no funciona en cualquier rango de capacidad de las plantas, se usa en rangos específicos y además, se debe considerar la actualización de costos para plantas construidas previo a la estandarización de su tecnología (curva de aprendizaje) o ajustarse producto de efectos de inflación. Esto en el caso de que su fecha de construcción se remonte una cantidad relevante de tiempo.

En el presente trabajo se estudiará el valor de α para centrales solares fotovoltaicas y térmicas, a partir de la localidad escogida y el rango de capacidades a analizar.

3.3.1. Normalización de costos

Para que los valores de costos sean válidos y pertinentes al caso de estudio estos se deben normalizar, esto quiere decir actualizar valores de costo producto de efectos como lo son la inflación y las curvas de aprendizaje que presentan ciertas tecnologías (Learning rates). Por medio de este proceso se pueden actualizar valores que se hayan encontrado en estudios previos que a la actualidad sufren variaciones producto de los efectos mencionados.

Actualización debido a efecto de inflación

Esta actualización refleja como se ven afectados los precios o costos de ciertos equipos producto del paso del tiempo. Para esto se utilizan índices de costos que consideran el efecto de inflación sobre ciertos equipos o incluso sobre plantas completas. [14]

$$\frac{C_1}{C_2} = \frac{Indice_1}{Indice_2} \quad (3.3)$$

Donde,

- C_1 = Costo de equipo en año 1
- C_2 = Costo de equipo en año 2
- $Indice_1$ = Índice de costo en año 1
- $Indice_2$ = Índice de costo en año 2

Índices típicamente utilizados corresponden a los Chemical Engineering Indexes (Índice de 1957-1959=100) y los índices de Marshall Swift (Índice de 1926=100) que son publicados en la revista *Chemical Engineering Magazine*. En particular para este estudio se utilizarán estos últimos valores para la actualización de costos [15]. Los índices Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI) son de suma utilidad ya que entregan índices para variados tipos de equipos tales como:

- Intercambiadores de Calor y Tanques
- Tuberías, válvulas y conexiones
- Instrumentación de control
- Equipos eléctricos
- Bombas y Compresores
- Estructuras de soporte y misceláneos

También se pueden encontrar índices para construcción, edificios, ingeniería y supervisión. Todos estos índices son combinados para generar un índice de costos compuesto.

Actualización producto de Curva de Aprendizaje

La curva de aprendizaje de un equipo o tecnología se establece a partir del supuesto de que cuando la capacidad instalada de dicho equipo se duplica, su costo disminuye en una fracción constante (Tasa de aprendizaje o Learning Rate). Este efecto se debe a que al aumentar la producción de un cierto tipo de tecnología se va acumulando conocimiento en el proceso que permite ir reduciendo los costos de producción a lo largo del tiempo.

Para tecnologías solares como lo son centrales fotovoltaicas se ha encontrado una tasa de aprendizaje de un 22 % para módulos solares y de un 18,9% [17] para inversores de corriente mientras que para centrales CSP se ha estimado en un 17 % la tasa de aprendizaje por planta completa. [16]

La ecuación (3.4) indica el costo final (C_f) de un equipo o planta en función del costo inicial en un cierto año x (C_{ox}), la tasa de aprendizaje (LR, Learning Rate) y la cantidad de veces que se ha duplicado la tecnología desde el año x a la actualidad (γ).

$$C_f = C_{ox}(1 - LR)^\gamma \quad (3.4)$$

Capítulo 4

Selección de Localidad y Tecnología

4.1. Localidad Geográfica

Para la realización de este estudio se debe seleccionar una localidad geográfica específica, de modo de obtener datos de radiación en dicha zona para así estimar la cantidad de recurso solar disponible a lo largo de un año. Como se mencionó previamente, el norte de Chile es una zona privilegiada en cuanto a recurso solar se trata, obteniéndose los valores más altos de radiación en el mundo, sin embargo, no es el único factor a considerar para la localización de las centrales solares, otros aspectos importantes son:

- **Condiciones Meteorológicas:** El clima presente en la localidad juega un rol muy importante para el funcionamiento de la planta (Fotovoltaica o Térmica), ya que mientras más días soleados se tengan en el transcurso del año mayor será la energía generada. Por otro lado, la temperatura afecta directamente los paneles solares en el caso de la central fotovoltaica, disminuyendo la eficiencia de los paneles a medida aumenta la temperatura. En cuanto a las nubosidades, los días con mayor presencia de nubes implican menor recurso solar y una menor generación de energía, esto en el caso de la central térmica afecta al almacenamiento energético de los tanques. Finalmente, los vientos en caso de ser elevados afectan a los seguidores que deben adoptar posiciones horizontales para evitar ser dañados. Además, los vientos contribuyen al ensuciamiento de los paneles fotovoltaicos (Caso de la central fotovoltaica) producto del desplazamiento de polvos y tierra disminuyendo su eficiencia.
- **Cercanía a Centros de Transmisión y Consumo:** Es importante que la central se encuentre cercana a redes de transmisión y centros de consumo energético, de esta manera se entrega la energía generada más rápidamente y se evitan costos por construcción de nuevas líneas y conexión con la central.
- **Accesibilidad del Lugar:** La localidad escogida debe tener vías de acceso apropiadas para la construcción y correcto funcionamiento de la planta.

- **Relieve:** El relieve y topografía deben ser preferentemente planos para facilitar la construcción y ubicación de los elementos presentes en el campo solar.

En vista de esto se procede a elegir las cercanías de la ciudad de Calama para el estudio. En específico la localidad se ubica en los 22° 44' latitud sur y 68° 84' longitud oeste a 2.432 m.s.n.m de altura. El clima en esta zona es de tipo desértico o árido, en donde las precipitaciones son escasas y no sobrepasan los 75 mm anuales propiciando la utilización del recurso solar.

En las siguientes figuras se exhiben fichas resumen de la radiación anual así como también su variación a lo largo del año. Se diferencia entre los distintos tipos de radiación.

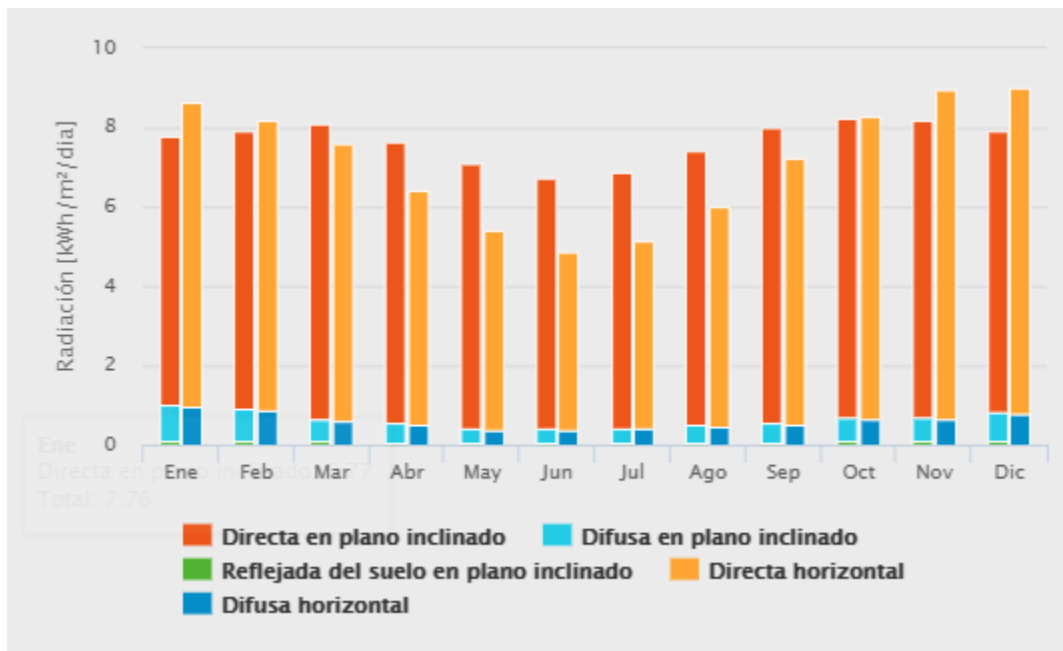


Figura 4.1: Variación Anual de la Radiación. Fuente: Extraído de Explorador Solar

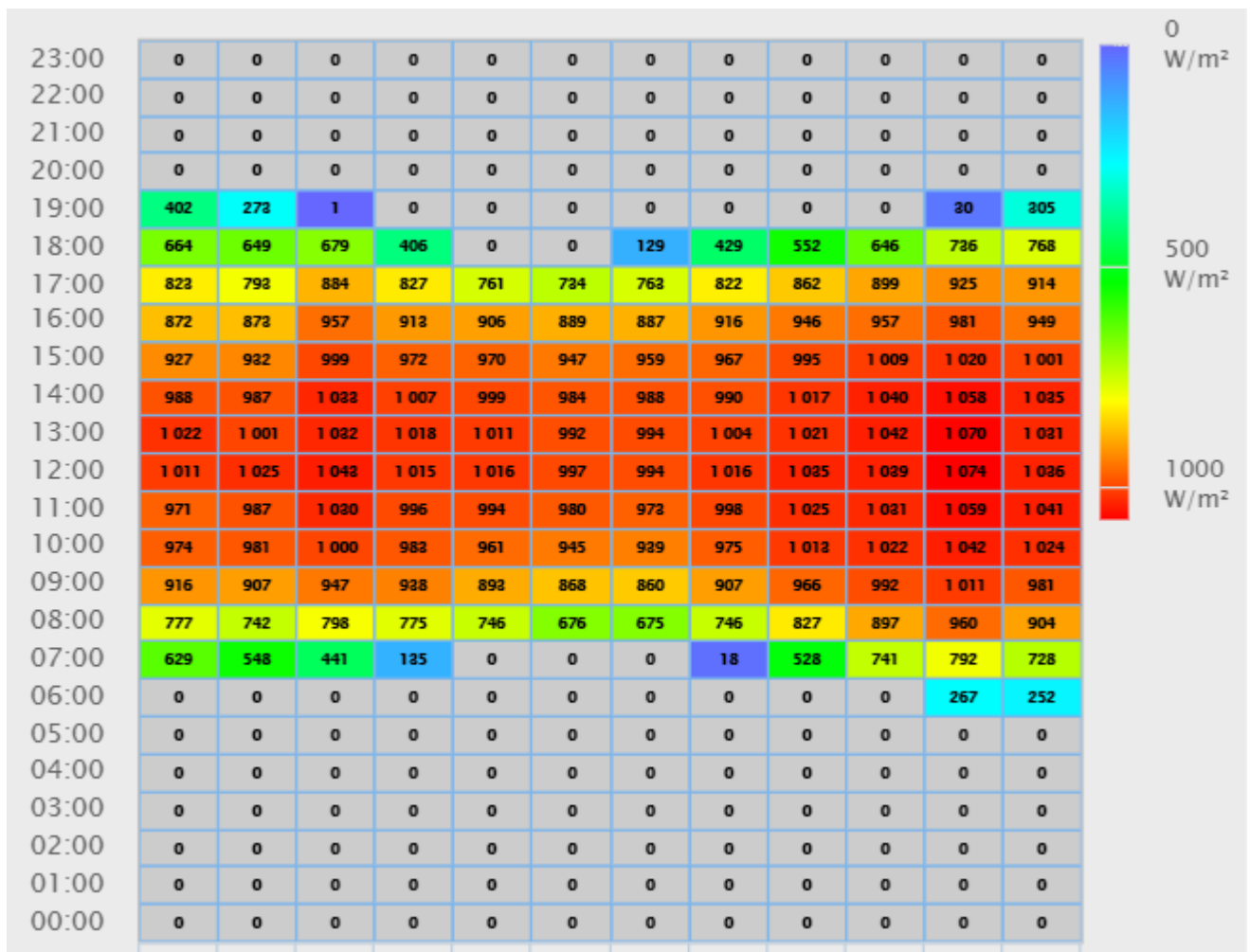


Figura 4.2: Radiación Directa Normal en el año. Fuente: Extraído de Explorador Solar

Parte esencial de este estudio es la elección de la tecnología a considerar, debido a que se necesita tener una tecnología establecida y estandarizada para obtener una ley de escalamiento válida. Debido a esto se debe escoger configuraciones de centrales solares que ya se encuentren en uso y su funcionamiento esté probado. Este punto es particularmente sensible para las centrales solares térmicas, ya que este tipo de tecnología es aún reciente y se sigue probando su eficacia, esto conlleva naturalmente a costos elevados de instalación de una central de potencia.

Teniendo esto en cuenta se escogen las siguientes configuraciones para ambos tipos de centrales solares:

4.2. Central Solar Fotovoltaica

- Campo Solar: Se consideran paneles compuestos de celdas monocristalinas de Silicio dispuestos sobre una estructura con seguimiento de un eje.
- Inversor: Se trabajará con inversores centrales de conexión trifásica debido a las potencias involucradas.
- Transformadores de Baja Tensión a Media Tensión: Se deben considerar transformadores de tensión previo al ingreso de corriente a la red de distribución para ingresar con la tensión adecuada de la red.

4.3. Central Solar Térmica (CSP)

- Colección Solar: Se utilizan colectores parabólicos para realizar el estudio como el mostrado en la Figura 3.3. Además, se considera el aceite térmico Therminol VP-1 como HTF para circular por los tubos receptores del campo solar.
- Almacenamiento Energético: Se escoge el método de almacenamiento por calor sensible, utilizando doble estanque (Uno frío y otro caliente) de sales fundidas. En particular se usará la sal binaria 60% NaNO_3 -40% KNO_3 .
- Bloque de Potencia: Para el bloque de potencia se considera un generador de vapor compuesto por; Precalentador, Evaporador y Sobrecalentador, Turbina de baja y alta presión, Generador Eléctrico, Condensador y Torre de Enfriamiento. Además, se consideran todas las bombas necesarias para el circulamiento de fluidos en la central.

Capítulo 5

Dimensionamiento de Componentes

5.1. Central Solar Fotovoltaica

Para el correcto dimensionamiento de los componentes de la central fotovoltaica, se debe conocer tanto los datos de radiación incidente como los de radiación absorbida por el conjunto de paneles fotovoltaicos. Para ello se hizo uso de los datos proporcionados por el Explorador Solar, en donde se obtienen datos de radiación directa, difusa y reflejada. Dichos valores se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 5.1: Radiaciones promedio por mes a las 12:00 pm del día.

Mes	Radiación Directa [W/m ²]	Radiación Difusa [W/m ²]	Radiación Reflejada [W/m ²]
Enero	929,92907	85,94241	9,45333
Febrero	981,16604	72,27871	9,31182
Marzo	1017,91221	57,98131	8,83875
Abril	978,95354	56,09874	7,83971
Mayo	945,7529	42,88735	6,95012
Junio	902,34053	41,64832	6,38642
Julio	907,53957	43,74937	6,56341
Agosto	969,20618	46,57147	7,48038
Septiembre	1021,19474	54,44769	8,58686
Octubre	1026,29751	63,71461	9,40092
Noviembre	1015,13664	61,40117	9,87169
Diciembre	949,84301	76,73838	9,69632

Fuente: Elaboración propia

Debido a que la central fotovoltaica generará energía eléctrica solamente en el transcurso del día (no presenta baterías de almacenamiento) los dimensionamientos se realizan para horas en donde la radiación sea elevada, se decide elegir las 12:00 pm del día como hora representativa para los cálculos.

Para obtener la radiación absorbida por los paneles fotovoltaicos se deben realizar ciertos cálculos geométricos respecto de la ubicación y configuración de los paneles. Se detallan los pasos a continuación.

5.1.1. Metodología para obtener Radiación Absorbida

La metodología expuesta para calcular la radiación absorbida sigue los pasos presentados en [4].

Ángulo de Declinación

El ángulo de declinación varía estacionalmente debido a la inclinación de la Tierra sobre su eje de rotación y a la rotación de la Tierra alrededor del Sol. Este ángulo corresponde al ángulo formado por la línea que une el centro de la Tierra con el centro del Sol y la proyección de esta línea en el plano ecuatorial. El eje de rotación de la Tierra siempre está inclinado en $23,45^\circ$.

La declinación, γ , en grados para cualquier día del año (N) se puede obtener de la siguiente expresión (ASHRAE, 2007):

$$\gamma = 23,45 \text{sen}\left[\frac{360}{365}(284 + N)\right] \quad (5.1)$$

Para facilidad de los cálculos geométricos solares se utiliza la siguiente tabla para obtener el número de día, número de hora del mes y el día promedio del mes.

Tabla 5.2: Ángulo de declinación para día recomendado del mes.

Mes	Fecha	Día (N)	γ (grados)
Enero	17	17	-20,92
Febrero	16	47	-12,95
Marzo	16	75	-2,42
Abril	15	105	9,41
Mayo	15	135	18,79
Junio	11	162	23,09
Julio	17	198	21,18
Agosto	16	228	13,45
Septiembre	15	258	2,22
Octubre	15	288	-9,6
Noviembre	14	318	-18,91
Diciembre	10	344	-23,05

Ángulo Horario, h

El ángulo horario corresponde al ángulo al cual la Tierra tendría que girar para traer el meridiano de un punto justo por debajo del Sol. El ángulo horario al mediodía local solar es cero, con 360/24 o 15 de longitud equivalentes a una hora. Las horas pasadas el mediodía toman valores positivos. Se puede resumir en la siguiente expresión:

$$h = \pm 0,25(n) \quad (5.2)$$

Con n correspondiente al número de minutos desde el mediodía solar local.

Para el caso de la localidad escogida se tiene que el mediodía solar local corresponde a las 12:34 pm (ref), por lo que se tienen 34 minutos de diferencia con el mediodía lo que significa un ángulo horario de $h = 8,5^\circ$.

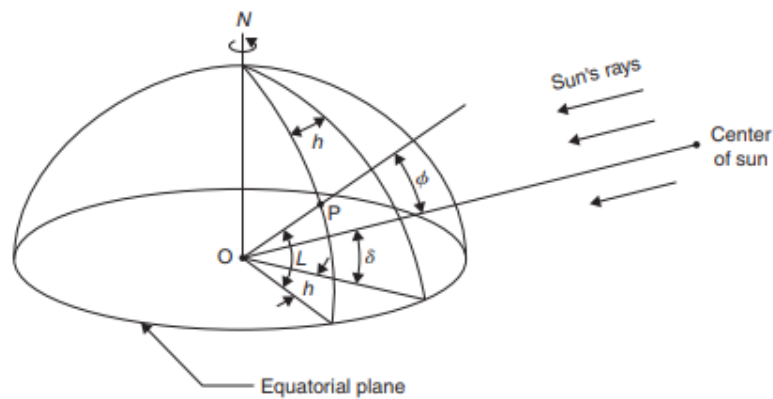


Figura 5.1: Definición de Latitud, Ángulo Horario y Declinación Solar.

Ángulo de Latitud Solar, α

El ángulo de latitud solar corresponde al ángulo entre los rayos del sol y el plano horizontal, como se aprecia en la Figura 6.7. Se encuentra relacionado con el ángulo cenital solar, Φ , que es el ángulo entre los rayos del sol y la vertical. La relación matemática entre estos ángulos es la siguiente:

$$\text{sen}(\alpha) = \cos(\Phi) = \text{sen}(L)\text{sen}(\gamma) + \cos(L)\cos(\gamma)\cos(h) \quad (5.3)$$

Donde L = latitud local y además, los valores al norte del ecuador son positivos y al sur del ecuador son negativos.

Para la localidad seleccionada $L = -22,45^\circ$.

Ángulo Solar Azimutal, z

El ángulo solar azimutal es el ángulo de los rayos del Sol medidos en el plano horizontal desde el sur para el Hemisferio Norte, o desde el norte para el Hemisferio Sur. La expresión matemática está dada por:

$$\text{sen}(z) = \frac{\cos(\gamma)\text{sen}(h)}{\cos(\alpha)} \quad (5.4)$$

Esta ecuación es válida siempre y cuando se cumpla que, $\cos(h) > \tan(\gamma)/\tan(L)$. De lo contrario, el ángulo solar azimutal será $-\pi + |z|$ para las horas de la mañana, y $\pi - z$ para las horas de la tarde.

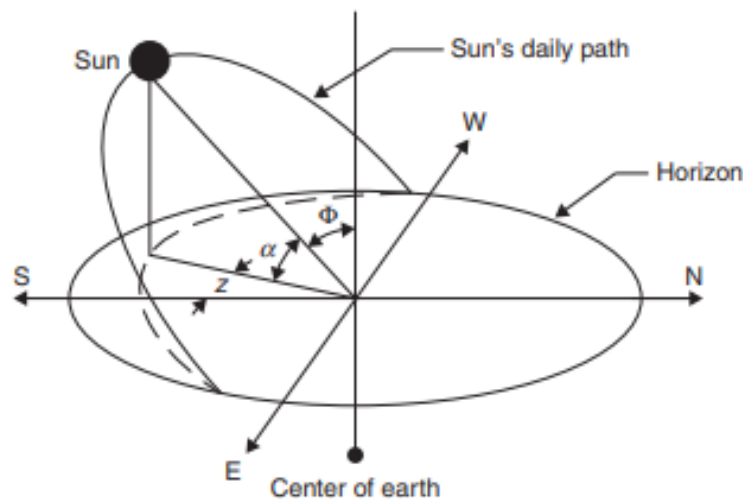


Figura 5.2: Camino aparente del Sol en el cielo, desde el amanecer al atardecer.

Ángulo de Incidencia, θ

El ángulo de incidencia corresponde al ángulo formado por los rayos del sol y la normal a una superficie. Las expresiones matemáticas que relacionan este ángulo varían según la configuración de la superficie, vale decir, si está es horizontal o vertical, si está inclinada, o si se encuentra en movimiento. Este último escenario corresponde al caso de estudio, en donde la superficie se encontrará en movimiento debido al mecanismo de seguimiento solar de un eje que estará acoplado a los paneles fotovoltaicos. Es por ello que para encontrar el ángulo de incidencia se utilizará la expresión: (Kreith and Kreider, 1978; Duffie and Beckman, 1991):

$$\cos(\theta) = \sqrt{\sin^2(\alpha) + \cos^2(\gamma)\sin^2(h)} \quad (5.5)$$

Luego, se puede obtener la inclinación (β) del panel fotovoltaico o superficie a analizar de la siguiente manera:

$$\tan(\beta) = \tan(\Phi)|\cos(Z_s - z)| \quad (5.6)$$

En donde, el ángulo azimutal de la superficie (Z_s) estará dado por:

$$\text{si } z > 0^\circ, Z_s = 90^\circ \quad (5.7)$$

$$\text{si } z < 0^\circ, Z_s = -90^\circ \quad (5.8)$$

5.1.2. Radiación Solar Absorbida

Uno de los factores más importantes en la potencia de salida de un sistema fotovoltaico es la radiación solar absorbida en la superficie del panel, S , esta es una función de la radiación incidente, la masa de aire y el ángulo de incidencia. La radiación solar absorbida efectiva por un sistema fotovoltaico consiste de los componentes de la radiación directa, difusa y reflejada y un efecto espectral. Si se asume que la radiación difusa y reflejada son isotrópicas, S , se puede obtener de la relación (Duffie and Beckman, 2006):

$$S = M \left\{ G_B R_B(\tau\alpha)_B + G_D(\tau\alpha)_D \left[\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right] + G\rho_G(\tau\alpha)_G \left[\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right] \right\} \quad (5.9)$$

Donde M = modificador de masa de aire. Este modificador da cuenta de la absorción de radiación por distintos elementos en la atmósfera, alterando la radiación solar disponible. Por medio de una relación empírica se puede obtener el valor de M considerando los cambios en la masa de aire, m . (King et al. 2004)

$$M = \alpha_0 + \alpha_1 m + \alpha_2 m^2 + \alpha_3 m^3 + \alpha_4 m^4 \quad (5.10)$$

La masa de aire, m , es la razón entre la masa de aire que la radiación directa debe atravesar a cualquier momento del día y cualquier ubicación, y la masa de aire que la radiación directa debiese atravesar si el Sol estuviese encima del punto a analizar. La siguiente relación es válida para obtener el valor de m . (King et al. 1998)

$$m = \frac{1}{\cos(\Phi) + 0,5050(96,08 - \Phi)^{-1,634}} \quad (5.11)$$

Los valores de α_i se pueden obtener de la tabla presentada en el libro de S. Kalogirou, "Solar Energy Engineering, Process and Systems".

Tabla 5.3: Valores de α_i para varios paneles fotovoltaicos probados en el NIST (National Institute of Standards Technology.)

Tipo de Celda	Película Delgada	Monocristalina	Policristalina
α_0	0,938110	0,935823	0,918093
α_1	0,062191	0,054289	0,086257
α_2	-0,015021	-0,008677	-0,024459
α_3	0,001217	0,000527	0,002816
α_4	-0,000034	-0,000011	-0,000126

Se debe introducir también, el concepto de modificador de ángulo de incidencia. Este se define como la razón entre la radiación absorbida para un ángulo de incidencia θ y la radiación absorbida para una incidencia normal. En forma de ecuación queda expresado por:

$$K_\theta = \frac{(\tau\alpha)_\theta}{(\tau\alpha)_n} \quad (5.12)$$

Esta expresión se puede utilizar para los ángulos de incidencia de radiación directa, difusa y reflejada. Se deben tener en consideración también las relaciones empíricas para obtener los ángulos de incidencia de radiación difusa y reflejada.

$$\theta_D = 59,68 - 0,1388\beta + 0,001497\beta^2 \quad (5.13)$$

$$\theta_G = 90 - 0,5788\beta + 0,0002693\beta^2 \quad (5.14)$$

Un método simplificado para obtener el modificador de ángulo de incidencia fue propuesto por King et al. (1998), el cual consiste en la siguiente ecuación:

$$K_\theta = b_0 + b_1\theta + b_2\theta^2 + b_3\theta^3 + b_4\theta^4 + b_5\theta^5 \quad (5.15)$$

Donde los valores para b_i pueden obtenerse según la siguiente tabla:

Tabla 5.4: Valores de b_i para varios paneles fotovoltaicos probados en NIST.

Tipo de Celda	Película Delgada	Monocristalina	Policristalina
b_0	0,998980	1,000341	0,998515
b_1	-0,006098	-0,005557	-0,012122
b_2	$8,117 \times 10^{-4}$	$6,553 \times 10^{-4}$	$1,440 \times 10^{-3}$
b_3	$-3,376 \times 10^{-5}$	$-2,733 \times 10^{-5}$	$-5,576 \times 10^{-5}$
b_4	$5,647 \times 10^{-7}$	$4,641 \times 10^{-7}$	$8,779 \times 10^{-7}$
b_5	$-3,371 \times 10^{-9}$	$-2,806 \times 10^{-9}$	$-4,919 \times 10^{-9}$

Finalmente se debe calcular la radiación absorbida para una incidencia normal, la cual está dada por:

$$(\tau\alpha)_n = e^{-KL} \left[1 - \left(\frac{n-1}{n+1} \right)^2 \right] \quad (5.16)$$

Donde:

- $K = 4m^{-1}$
- $L =$ Espesor de cobertura de vidrio.
- $n =$ Índice de refracción del vidrio. (1,526)

Con el modelo presentado se puede obtener la radiación absorbida por cada mes en el día recomendado para evaluar, según lo indicado en la Tabla 5.2. Los resultados son los siguientes:

Tabla 5.5: Radiación Absorbida para día recomendado por mes.

Mes	S [W/m ²]
Enero	917,6907
Febrero	915,275
Marzo	999,8527
Abril	972,9823
Mayo	897,6451
Junio	866,6497
Julio	892,7306
Agosto	936,1899
Septiembre	1014,526
Octubre	1016,346
Noviembre	944,9828
Diciembre	947,5433

Fuente: Elaboración propia

Si se considera una eficiencia estándar para módulos solares de un 15 % y por otra parte, se considera el área del panel solar se obtiene una estimación de la potencia eléctrica máxima que puede generar cada panel con la radiación que es capaz de absorber. Esto otorga los siguientes valores:

Tabla 5.6: Estimación de máxima potencia para panel fotovoltaico.

Mes	Potencia Eléctrica [W]
Enero	175.55
Febrero	175.09
Marzo	191.27
Abril	186.13
Mayo	171.72
Junio	165.79
Julio	170.78
Agosto	179.09
Septiembre	194.08
Octubre	194.43
Noviembre	180.77
Diciembre	181.26
Promedio	180.50

5.1.3. Selección de Componentes

Dado que la capacidad nominal de la planta depende de las potencias de funcionamiento de tanto los módulos fotovoltaicos e inversores de corriente, estos deben seleccionarse adecuadamente para ajustarse a las condiciones de operación de la planta.

En vista del modelo de radiación absorbida mostrado previamente, se puede observar que las potencias obtenidas no superan el valor de $200 [W/m^2]$, por lo que es razonable escoger módulos fotovoltaicos con esta capacidad nominal.

Para el caso de los módulos fotovoltaicos se han seleccionado módulos de celdas monocristalinas, debido a su mayor rendimiento y a su nivel de estandarización en cuanto a los costos. El módulo fotovoltaico escogido corresponde a la marca Sun-L, modelo SMM-M200-72 de $200 [W_p]$ distribuidos por la empresa Cosmoplas en Chile.

Las características técnicas de dicho módulo son:

Tabla 5.7: Características técnicas del módulo fotovoltaico Sun-L SMM-M200-72.

Potencia Nominal	200	W_p
Tensión en el punto de Potencia máxima-VMPP	37,29	V
Corriente en el punto de Potencia máxima-IMPP	5,36	A
Tensión en circuito abierto-VOC	45,48	V
Corriente en cortocircuito-ISC	5,89	A
Eficiencia del módulo	15,7	%
Temperatura de funcionamiento	[-40-85]	C
Tensión máxima del sistema	1000	VDC(IEC)
Valores máximos recomendados de los fusibles	10	A
Coefficiente de temperatura a PMAX	-0,435	%
Coefficiente de temperatura a VOC	-0,35	%
Coefficiente de temperatura a ISC	0,043	%
Temperatura operacional nominal de célula	[45-49]	C

Tabla 5.8: Características Mecánicas del módulo fotovoltaico Sun-L SMM-M200-72.

Tipo de Célula	Monocristalina 125x125mm (5 pulgadas)
N de Células	72 (6x12)
Dimensiones	1580x808x35 mm
Peso	14,5 kg
Vidrio Frontal Templado	32mm, alta transmisión, bajo en hierro
Estructura	Aleación de Aluminio Anodizado
Caja de Conexión	Clase IP65
Cables de Salida	tüv 1X4 MM2, Longitud: 900mm

Luego, para el inversor de corriente se debe seleccionar un modelo de inversor de una potencia elevada debido al rango de capacidades que se está analizando (de 10 a 150 [MW]). Esto debido a que la capacidad nominal de la planta dependerá de la capacidad total que presente el conjunto de inversores, ya que estos equipos entregan la potencia de salida del campo solar a la red de distribución.

En vista de ello, se ha seleccionado el inversor de corriente de marca SMA modelo Sunny Central 3000-EV. Las características técnicas se muestran a continuación (La Tabla 5.9 muestra un resumen de las características técnicas del inversor, la ficha técnica completa se encuentra en la sección de Anexos):

Tabla 5.9: Características técnicas del inversor de corriente seleccionado.

Características de la Entrada DC	
Rango de Tensión	965 V a 1200 V
Máxima Tensión	1500 V
Máxima Corriente	3200 A
Características de la Salida AC	
Potencia Nominal	2,7 MW
Máxima Potencia	3 MW
Tensión de Salida	524 V a 721 V
Distorsión Armónica	<3% a potencia nominal
$\cos(\phi)$	1
ILR	1,3

5.1.4. Configuración de la Central

Para realizar un análisis de costos de la central fotovoltaica se debe saber cuántos elementos la componen, dicha cantidad variará dependiendo de la capacidad nominal de la planta. Es por ello que se debe definir la configuración de la central, permitiendo de esta manera determinar el número de módulos fotovoltaicos e inversores de corriente necesarios para generar la capacidad establecida.

Se opta por la configuración de un inversor central, en la cual un número de módulos fotovoltaicos son conectados en serie formando un conjunto denominado string, luego estos strings son conectados en paralelo. Todos estos elementos son conectados a un inversor central de corriente para la conversión de la corriente continua generada a corriente alterna. Esta configuración es la más común en centrales fotovoltaicas de alta potencia debido a su simplicidad y bajos costos asociados. La configuración descrita se aprecia en la siguiente figura. [43]

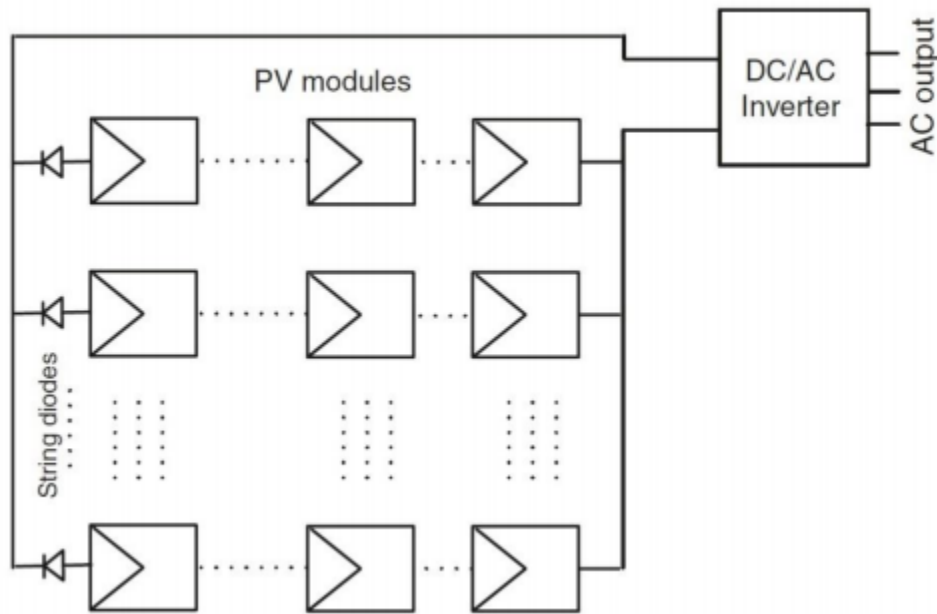


Figura 5.3: Diagrama de configuración de inversor central.

El diagrama presentado corresponde a lo que se le denomina huerta solar. Por lo que se deben calcular la cantidad de módulos en serie y en paralelo que posee una huerta solar y luego calcular la cantidad de huertas solares necesarias para obtener las capacidades requeridas.

Módulos fotovoltaicos en serie

La conexión en serie de los paneles fotovoltaicos otorga la tensión del generador, equivalente a la suma de la tensión de los paneles. Por otra parte, la tensión de los paneles se ve afectada por la temperatura por lo que se debe considerar situaciones extremas durante

las estaciones del año. Mediante las siguientes ecuaciones se determinan los nuevos valores críticos de tensión:

$$V_{\text{máx módulo}} = V_{oc} + \Delta V^+ \quad (5.17)$$

$$V_{\text{mín módulo}} = V_{mp} + \Delta V^- \quad (5.18)$$

Donde:

- $V_{\text{máx módulo}}$: Tensión máxima que es capaz de soportar el módulo [V]
- $V_{\text{mín módulo}}$ Tensión mínima que es capaz de soportar el módulo [V]
- V_{oc} Tensión de circuito abierto en condiciones estándar [V]
- V_{mp} Tensión a potencia máxima en condiciones estándar [V]
- ΔV^+ Incremento máximo positivo de tensión debido al coeficiente de temperatura [V]
- ΔV^- Incremento máximo negativo de tensión al coeficiente de temperatura [V]

Los incrementos de tensión se calculan en base a los datos proporcionados por la ficha técnica de las celdas solares mediante las siguientes ecuaciones:

$$\Delta V^+ = \Delta T \cdot \alpha \cdot V_{oc} \quad (5.19)$$

$$\Delta V^- = \Delta T \cdot \alpha \cdot V_{mp} \quad (5.20)$$

Donde:

- α : Coeficiente voltaje/temperatura (%K)
- ΔT : Incremento máximo y mínimo de temperatura.

Se establece una temperatura estándar de $-10^\circ C$ para el máximo número de módulos en serie, mientras que para el mínimo número de módulos en serie se establece una temperatura de $70^\circ C$. Reemplazando en las ecuaciones se obtiene:

Tabla 5.10: Voltaje máximo y mínimo de los módulos fotovoltaicos.

Vmax Módulo [V]	51,0513
Vmin Módulo [V]	39,606825

Luego, utilizando el rango de tensión de entrada del inversor se puede determinar la cantidad de módulos conectados en serie.

Datos del inversor seleccionado:

Tabla 5.11: Rango de tensiones del Inversor.

Tensión de Entrada Mínima	927 V
Tensión de Entrada Máxima	1500 V

Utilizando las siguientes ecuaciones es posible encontrar la cantidad de módulos en serie, se selecciona el mayor valor posible con el fin de disminuir pérdidas por conducción.

$$N_{s \text{ máx}} = \frac{V_{\text{máx inversor}}}{V_{\text{máx módulo}}} = 29,38 \quad (5.21)$$

$$N_{s \text{ mín}} = \frac{V_{\text{mín inversor}}}{V_{\text{mín módulo}}} = 23,4 \quad (5.22)$$

En vista de lo mencionado se selecciona la configuración con mayor cantidad de módulos, en este caso se aproxima al entero siguiente por lo que la configuración quedará con 30 módulos fotovoltaicos en serie.

Módulos fotovoltaicos en paralelo

El cálculo de módulos en paralelo se encuentra limitado por la corriente máxima admisible en la entrada del inversor de corriente. Es conveniente sobredimensionar el inversor para así estar preparado ante la posibilidad de que las situaciones no sean las óptimas, un sobre dimensionamiento de un 10 % es una buena medida.

Considerando esto se puede obtener el número de paneles totales en cada huerta:

$$N_{\text{paneles/huerta}} = \frac{1,1 \cdot P_{inv}}{P_{mdulo}} = 16,500 \quad (5.23)$$

En donde:

- $N_{\text{paneles/huerta}}$: Número de paneles por cada huerta.
- P_{inv} : Potencia nominal del inversor.
- P_{mdulo} : Potencia peak del módulo fotovoltaico.

Luego, despejando N_p de la ecuación:

$$N_{\text{paneles/huerta}} = N_s \cdot N_p \quad (5.24)$$

$$N_p = 550$$

Se debe introducir el concepto de Inverter Loading Ratio (ILR) el cual establece la relación entre la potencia generada por el campo solar (Corriente Continua, DC) y la potencia del inversor de corriente (Corriente Alterna, AC). Se ha decidido por diseñar la central fotovoltaica con un ILR de 1,3 por lo tanto se debe modificar el número de paneles en paralelo para alcanzar este valor. Por otro lado, se deben mantener las restricciones de voltaje máximo. Esto resulta en la siguiente modificación

$$N_p = 673$$

De esta manera se cumple la razón de 1,3 para el ILR, luego la potencia de cada huerta estará dada por:

$$P_{huerta} = N_s \cdot N_p \cdot P_{mdulo} = 30 \cdot 673 \cdot 200 = 3,9[MW] \quad (5.25)$$

A partir de este valor se puede obtener la cantidad de huertas que se requieren para cada potencia que se evalúe y por tanto la cantidad total de paneles que se requieren para generar dicha potencia. Se consideran pérdidas eléctricas de un 6,3 % para el total de la planta según [39].

$$N_{huertas} = \frac{P_{central} \cdot 1,063}{P_{huerta}} \quad (5.26)$$

$$N_{paneles} = 30 \cdot 673 \cdot N_{huertas} \quad (5.27)$$

Dado que la división entre la capacidad a evaluar y la potencia de cada huerta no será un número entero exacto, y teniendo en cuenta que por cada huerta se tiene un inversor central de corriente, el resultado indicará que se tendrá una huerta de menor tamaño a las otras (En cuanto a cantidad de paneles y capacidad) que corresponderá a la parte decimal del valor obtenido. Con este resultado, se pueden obtener la cantidad de paneles totales que se requieren según la capacidad evaluada, esto se expone en la siguiente tabla donde se presentan las capacidades más relevantes.

Tabla 5.12: Cantidad de paneles según capacidad instalada.

Capacidad [MW]	Número de Paneles
10	53.150
25	132.875
50	265.750
75	398.625
100	531.500
125	664.375
150	797.250

5.2. Central Solar Térmica

5.2.1. Campo Solar

El campo solar en una central solar térmica corresponde al área donde se encuentran los colectores solares, en este estudio serán colectores parabólicos, por lo que para comenzar el dimensionamiento y el diseño de este ciclo se debe escoger el tipo de colector parabólico a utilizar. En la actualidad hay varios modelos de colectores parabólicos instalados y operacionales en distintas centrales en el mundo, sin embargo, se optó por elegir el colector parabólico de Eurotrough SKAL-ET-150.

Las características técnicas del colector parabólico son:

Tabla 5.13: Características técnicas colector parabólico SKAL-ET-150.

Estructura	Estructura tipo armazón soporte (torque box)
Apertura (m)	5,77
Distancia focal media (m)	2,1
Longitud de un módulo (m)	12
Longitud de un Colector (m)	150
Área de espejo por colector (m ²)	817,5
Diámetro del receptor (m)	0,07
Concentración geométrica	82:1
Mecanismo de accionamiento	Hidráulico
Peso (kg/m ²)	28
Rendimiento óptico (%)	80

Por otra parte, se tiene que por los tubos receptores de los colectores parabólicos circula el HTF, este fluido también presenta varias opciones pero el fluido usado típicamente en estas centrales corresponde al aceite térmico Therminol VP-1. Este aceite térmico tiene un rango de trabajo de $[12^{\circ} - 400^{\circ}][C^{\circ}]$, lo que limita las temperaturas operacionales del ciclo, ya que sobre los $400^{\circ}C$ el aceite se comienza a degradar. Es por ello, que en varias centrales (Por ejemplo: Andasol I y Andasol II) se ha optado por restringir las temperaturas de ingreso y salida del campo solar en $293^{\circ}C$ y $393^{\circ}C$ respectivamente. [18]

Finalmente, el último parámetro a determinar corresponde a la radiación recibida por los colectores parabólicos. A diferencia de la central fotovoltaica los colectores parabólicos solo funcionan con radiación normal directa (DNI, por sus siglas en inglés) por lo tanto se requiere de una DNI de diseño que sea representativa de la zona geográfica escogida.

En base a los datos obtenidos del Explorador Solar y a estudios similares en el sector de Calama se decide utilizar una DNI de diseño de $1000 [W/m^2]$.

Eficiencia del Colector Parabólico

La eficiencia del campo solar en función de la radiación directa normal y la temperatura de operación del HTF está dada por la siguiente expresión: [19]

$$\eta = F'\eta_0 - F'K(T)\frac{T_m - T_a}{DNI} \quad (5.28)$$

Donde:

- η_0 : Eficiencia óptica
- F' : Factor de Eficiencia
- T_a : Temperatura Ambiente
- T_m : Temperatura media del HTF
- $K(T)$: Coeficiente de transferencia de calor (pérdidas térmicas del receptor al ambiente)

El coeficiente de transferencia de calor se puede obtener de:

$$K(T) = K_0 + K_1(T_m - T_a) \quad (5.29)$$

Los coeficientes K_0 y K_1 son particulares del colector y se obtuvieron a partir de la investigación hecha por Eduardo Chandía (2012): [20]

Tabla 5.14: Coeficientes de transferencia de calor para el colector SKAL-ET-150.

Coeficiente	Unidades	Valor
K_0	W/m ²	0,1
K_1	W/m ²	0,0005

Configuración del Campo Solar

Los colectores parabólicos deben distribuirse a lo largo del campo solar, para ello existen dos opciones. Estas dependen del área total de colección solar. Para áreas menores a los $400.000 [m^2]$ se opta por la configuración en “T”, la cual puede observarse en la siguiente figura.

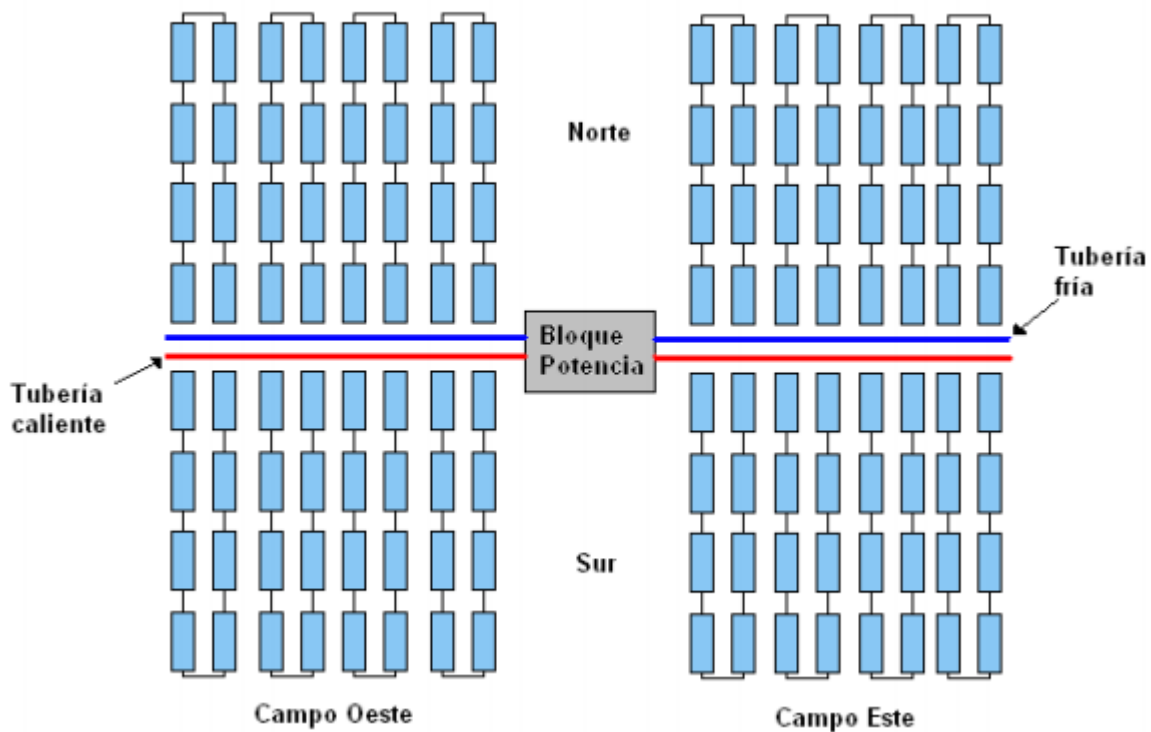


Figura 5.4: Configuración en “T” para el campo solar.

Luego, para áreas totales de colección solar mayores a $400.000 [m^2]$ se utiliza la configuración en “H” que se muestra en la presente figura.

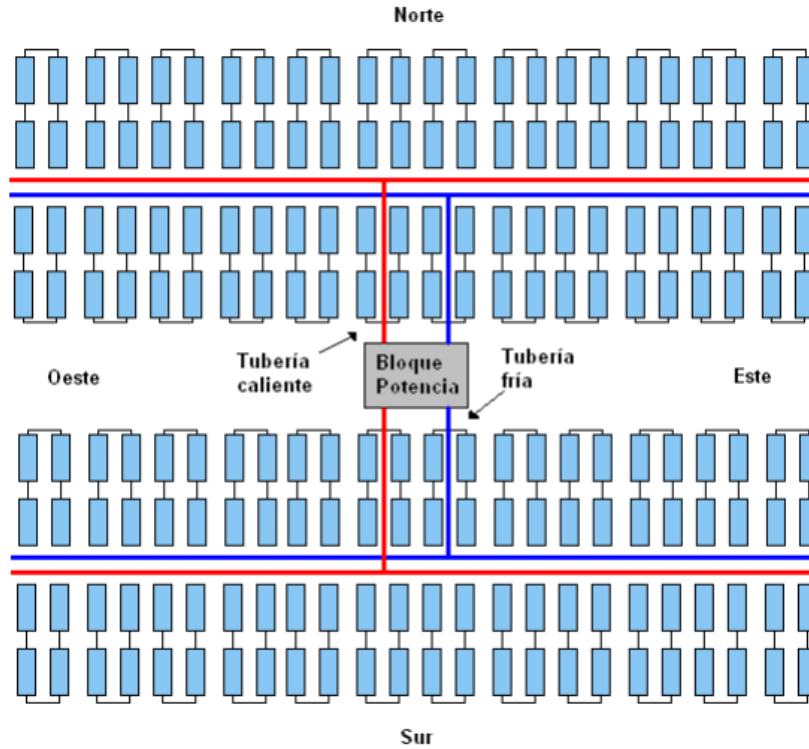


Figura 5.5: Configuración en “H” para el campo solar.

La unión de colectores que se aprecian en las figuras 5.4 y 5.5 corresponden a lo que se denomina lazos termosolares, por lo tanto se debe calcular la cantidad de lazos que se requieren para capacidad a estudiar y a partir de dicho valor se obtienen la cantidad de colectores parabólicos necesarios para la central.

Calor Requerido

El campo solar debe aportar calor tanto al ciclo de potencia y a los tanques de almacenamiento de energía, por lo que estos valores se vuelven esenciales para el dimensionamiento del campo solar. Se comienza por el ciclo de potencia, el cual se obtiene considerando una eficiencia bruta del ciclo equivalente a 38 % según análisis similares de otras plantas de esta índole. [22]

$$Q_{CS} = \frac{P_{bruta}}{\eta_{brutociclo}} \quad (5.30)$$

A partir de esta ecuación se obtienen los calores necesarios para el ciclo de potencia de todas las capacidades en el rango de análisis. Al momento de considerar el almacenamiento de energía se debe determinar la cantidad de horas que albergará el almacenamiento. El criterio para obtener este parámetro corresponde a suplir las horas en las que no haya presencia de radiación solar, por lo que se consideran 12 horas de almacenamiento térmico como buena aproximación, para los dimensionamientos iniciales.

Además, se deben considerar pérdidas térmicas en los tanques de almacenamiento y en los intercambiadores de calor. Estas pérdidas se estiman en 0,32% y 6% respectivamente. [21] [22]

De esta forma, el cálculo de calor necesario queda como:

$$\begin{aligned} Q_{SAT,12h} &= CAP_{alm} \cdot Q_{CS} \cdot (1 + prdTKs + prdIC) \\ &= 12(horas) \cdot Q_{CS} \cdot (1 + 0,0032 + 0,06) \end{aligned} \quad (5.31)$$

Condiciones de Diseño

Se deben tener en cuenta ciertas condiciones de diseño para asegurar el correcto funcionamiento de la central. Debido a que dentro de los tubos receptores de los colectores parabólicos circulará el aceite térmico, se debe asegurar una buena transferencia de calor. Para ello es conveniente asegurar un flujo turbulento y por ende, un número de Reynolds apropiado a esta condición. Debido a que los flujos presentan una disminución en invierno producto de una disminución en la DNI, se utiliza un número de Reynolds mayor a lo usual equivalente a:

$$Re_d = 8 \cdot 10^5 \quad (5.32)$$

Con este valor es posible calcular las velocidades de flujo al interior de los tubos receptores. Las propiedades del fluido Therminol VP-1 se pueden calcular a la temperatura media de operación (343 °C). Luego, la velocidad mínima del flujo para obtener el Reynolds de diseño es:

$$v = \frac{Re_d \cdot \mu_{HTF}}{\rho_{HTF} \cdot d} = \frac{(8 \cdot 10^5) \cdot (0,000186)[Pa \cdot s]}{(767,1)[kg/m^3] \cdot (0,07)[m]} = 2,77[\frac{m}{s}] \quad (5.33)$$

Luego, se obtiene el flujo másico como:

$$\dot{m} = \rho_{HTF} \cdot v \cdot A = (767,1)[\frac{kg}{m^3}] \cdot 2,77[\frac{m}{s}] \cdot \pi \frac{(0,07[m])^2}{4} = 8,18[\frac{kg}{s}] \quad (5.34)$$

Ahora, considerando la eficiencia calculada para el colector parabólico de 75,6% y una radiación incidente de diseño de $1000W/m^2$ como fue mencionado previamente, se puede calcular el calor útil de cada colector.

Teniendo en cuenta que el área de apertura del colector SKAL-ET-150 es de $817,5 m^2$, el calor útil queda como:

$$Q_{util} = DNI \cdot \eta \cdot A_{colector} \quad (5.35)$$

$$Q_{util} = 614,77[\frac{W}{por\ colector}]$$

Para asegurar el flujo mínimo requerido se requiere de una cantidad mínima de colectores, la ecuación que determina esta cantidad es:

$$\dot{m}_{HTF/lazo} = \frac{Q_{util} \cdot N}{C_{pHTF} \cdot (393 - 293)} \quad (5.36)$$

Con $N =$ Número de Colectores. Esta cantidad es de preferencia un número par, de esta manera se asegura que el lazo sea simétrico lo que conlleva a un mejor diseño de cañerías.

Realizando el cálculo se obtiene que la cantidad mínima para asegurar el flujo son 4 colectores por lazo. Esto conlleva a una potencia por lazo de $2,45 \left[\frac{MW}{lazo} \right]$.

Las pérdidas térmicas por piping de este flujo se pueden aproximar en un 5% según los valores presentados en la central solar SEGS VI. [22]

Luego, el número de de lazos está dado por:

$$N^{\circ}lazos = \frac{Q_{CS}}{2,45 \left[\frac{MW}{lazo} \right] \cdot 0,95} \quad (5.37)$$

Finalmente, con este resultado se puede obtener un primer dimensionamiento del área total de captación (sin considerar el calor que se debe aportar para almacenamiento térmico) mediante:

$$A_{campo\ solar} = n_{lazos}^{\circ} \cdot n_{colectores/lazos}^{\circ} \cdot A_{colector} \quad (5.38)$$

5.2.2. Dimensionamiento de Campo Solar con Almacenamiento Térmico

Utilizando una metodología análoga al dimensionamiento previo se puede obtener el dimensionamiento considerando el almacenamiento térmico. Previamente, se debe agregar el concepto de área mínima de diseño .

Área Mínima de Diseño

El área mínima de diseño es el área encargada de entregar el calor necesario tanto al bloque de potencia como al almacenamiento térmico, para una cantidad de días determinados. Se obtiene la energía diaria que transmite el campo de colectores al HTF. Esta energía se determina como:

$$Q_{util,dia} \left[\frac{kWh}{m^2 dia} \right] = \sum_{i=1}^{24} DNI_i \cdot \cos \theta_i \cdot \eta_i \quad (5.39)$$

Donde:

- DNI : Radiación Normal directa en kW/m^2 .
- $\cos \theta_i$ Efecto coseno a la hora i .
- η_i Eficiencia del colector parabólico a la hora i .

El efecto coseno puede asumirse que tendrá el valor de 1 debido a que el colector posee mecanismo de seguimiento solar lo que evita que se produzca este efecto. Por otro lado, para tener un cálculo representativo se utilizó el valor promedio de la misma hora cada mes.

De esta forma, se obtiene un calor útil por día de:

$$Q_{util,dia} = 7,93 \left[\frac{kWh}{m^2 dia} \right]$$

Así, el área mínima de diseño queda determinada por:

$$A_{minCS} = \frac{Q_{util,dia} \cdot A_{camposolar} + Q_{SAT,12h}}{Q_{util,dia}} \quad (5.40)$$

Potencia del Campo Solar

La potencia máxima del campo solar quedará dada por el máximo valor de energía absorbida por el campo de colectores y el área mínima de diseño de la siguiente manera:

$$Q_{camposolar} = Max \{DNI_i \cdot \cos \theta_i \cdot \eta_i\}_{i:1..,24} \cdot A_{minCS} \quad (5.41)$$

Análogamente a la metodología anterior, se pueden obtener los siguientes resultados de dimensionamiento:

Tabla 5.15: Dimensionamientos Campo Solar.

Potencia [MW]	Potencia Térmica del Campo Solar [MWth]	Número de Lazos	Área Total de Colección [m^2]	Flujo de Total de HTF [kg/s]
10	63,10	28	91560	283,93
25	155,23	67	219090	679,42
50	307,93	132	431640	1338,5681
75	460,63	198	647460	2007,85
100	613,33	263	860010	2666,99
125	766,03	328	1072560	3326,14
150	918,74	394	1288380	3995,42

5.2.3. Ciclo de Potencia

Para el ciclo de potencia se deben tener en cuenta ciertas condiciones de diseño desde el punto de vista termodinámico, para así asegurar el correcto funcionamiento de la central independiente de la capacidad que se considere para la central. Dentro del ciclo de potencia, la Turbina de Vapor es el equipo que condiciona el resto del ciclo debido a que es el equipo encargado de generar los MWe necesarios para cada capacidad de la central. Por lo tanto, asumiendo una estimación de eficiencia para la turbina se pueden obtener los flujos de vapor a expandir en la turbina para generar los MWe requeridos mediante la expresión:

$$\dot{W} = \dot{m} \cdot W \quad (5.42)$$

En donde W corresponde al trabajo realizado por la turbina. El trabajo que realiza la turbina queda determinado por el salto entálpico que ocurre durante la expansión del vapor, para determinarlo se requieren saber los estados termodinámicos de la expansión. En primer lugar, dado que se trabajará con recalentamiento es conveniente que el estado del vapor sea sobrecalentado al momento de ingresar al recalentador, vale decir, al término de la primera expansión, esto para mejorar el cuidado de la turbina. Por otro lado, a la salida de la turbina es recomendable tener un título mínimo de 90 % para prevenir posibles daños a los álabes.

Además, se estima que la presión recomendada para obtener vapor sobrecalentado en este tipo de centrales es de 100 [bar] aproximadamente, por lo que mediante varias iteraciones se concluye que los valores de presión adecuados para asegurar las condiciones de presión descritas son de 93 [bar] al ingreso de la turbina, 23 [bar] la salida a recalentamiento y 0,06 [bar] al término de la expansión antes de ingresar al condensador. En la figura 6.6 se muestra el diagrama T-s para la turbina con recalentamiento destacando las líneas de presión.

Se considera que la temperatura de ingreso a la turbina es de 380 °C, que corresponde a la temperatura máxima a la que puede elevarse el vapor debido a la temperatura máxima de operación del HTF (393 °C). Luego, el salto entálpico queda determinado por las diferencias de entalpía en cada etapa de expansión de la turbina:

$$W = \Delta h = (h_1 - h_2) + (h_3 - h_4) = 1082,65 \left[\frac{kJ}{kg} \right] \quad (5.43)$$

En donde h_1 , h_2 , h_3 y h_4 corresponden a los puntos señalados en el diagrama T-s de la Figura 5.6 y sus valores son:

Tabla 5.16: Estados termodinámicos durante las etapas de expansión.

Entalpía	Valor [kJ/kg-K]
h_1	3051
h_2	2805
h_3	3199
h_4	2362

Mediante el software EES (Engineering Equation Solver) es posible graficar estos puntos termodinámicos en un diagrama T-s.

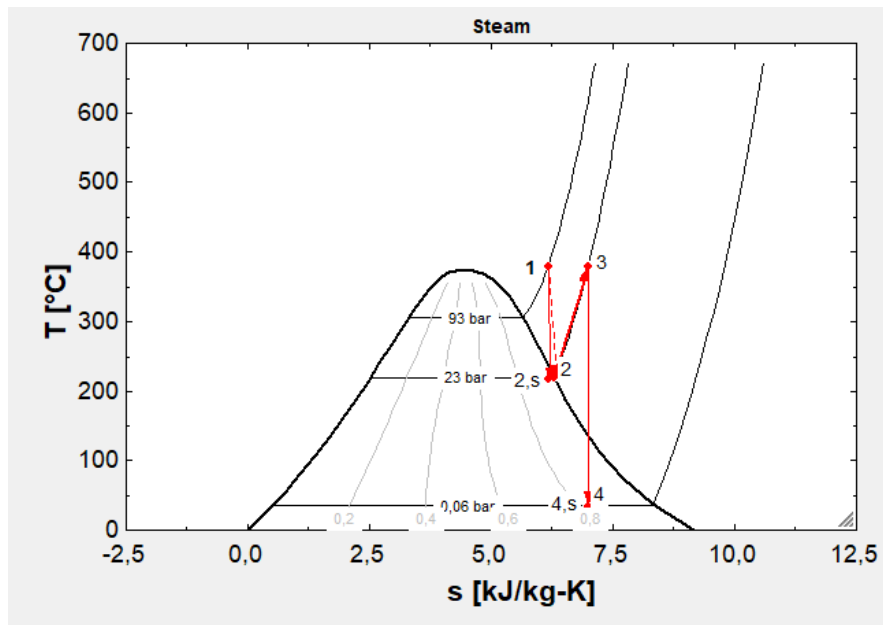


Figura 5.6: Diagrama T-s para Turbina con recalentamiento.

De esta forma, se obtienen los siguientes resultados para distintas capacidades de la central:

Tabla 5.17: Flujos máxicos requeridos para generar cada Potencia.

Potencia [MW]	Flujos Máxicos [kg/s]
10	9,2414
25	23,1053
50	46,2107
75	69,3160
100	92,4214
125	115,5268
150	138,6321

La elección de un ciclo de Rankine con recalentamiento es la opción más utilizada en las centrales CSP actualmente instaladas, por simplicidad y para efectos de este estudio se considera un recalentamiento, sin embargo, para aumentar rendimientos se pueden considerar varias extracciones de la turbina. Otra alternativa a evaluar es un ciclo de Rankine con regeneración. El diseño y simulación de estas opciones escapa de los alcances de este estudio. [41] [42]

Teniendo en cuenta las condiciones de operación de la turbina, se puede seleccionar el modelo de Siemens SST-700 para todo el rango de capacidades a analizar. A continuación se muestra la ficha técnica de la turbina.

Tabla 5.18: Ficha técnica Turbina Siemens SST-700, hasta 175 MW.

Presión de Entrada (con recalentamiento) hasta	165	bar
Temperatura de Entrada (con recalentamiento) hasta	585	C
Temperatura de Recalentamiento hasta	415	C
Velocidad de Giro	3000-13200	rpm
Presión de Salida (Contrapresión) hasta	40	bar
Presión de Salida (Condensación) hasta	0,6	bar
Presión del vapor de Escape (recalentado)	3	bar
Área de Escape	1,7-11	m ²
Extracción Controlada hasta 40 bar, 415C	-	-
Hasta 7 tomas, Hasta 120 bar	-	-

5.2.4. Generador de Vapor

Otro elemento de vital importancia en el ciclo de potencia corresponde al generador de vapor que alimenta a la turbina. El generador de vapor consta de 3 intercambiadores de calor; precalentador, evaporador y sobrecalentador. Además, el generador de vapor cumple la función de interfase entre el campo solar y el bloque de potencia, de esta forma el HTF proveniente del campo solar transfiere energía al conjunto agua/vapor al circular por los intercambiadores de calor mencionados. En la figura adjunta se observa un esquema con los elementos mencionados.

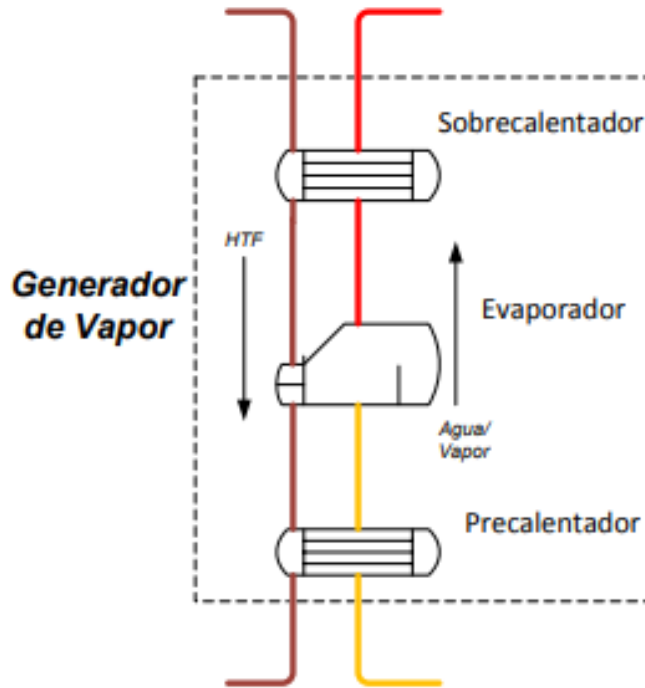


Figura 5.7: Esquema del Generador de Vapor

El HTF va entregando parte de su energía a medida avanza por el circuito de intercambiadores de calor, calentando de esta manera el agua que ingresa por el precalentador. Aquí el agua es llevada a la temperatura de saturación para una presión de 96 [bar], lo cual equivale a 307,8 °C (Se consideran pérdidas de carga de aproximadamente 3 bar previo el ingreso a la turbina). Luego, en el evaporador la energía absorbida por el agua se destina a cambiar de fase para generar vapor, y finalmente en el sobrecalentador se eleva la temperatura hasta los 380 °C que corresponde a la temperatura de ingreso a la turbina.

Por otro lado, el HTF se estipula que ingresa al circuito de intercambiadores a la máxima temperatura posible que es de 393 °C. A su vez se estima que un 87 % del flujo másico total de HTF es el destinado para generar vapor. El restante 13 % se utiliza para el recalentamiento en la turbina. [21]

Para el dimensionamiento de estos equipos se utiliza el método del área de transferencia de calor o área de intercambio térmico, el cual queda definido por las siguientes ecuaciones

$$\dot{Q} = UA \cdot \Delta T_{lm} \quad (5.44)$$

Dónde,

- \dot{Q} :Flujo de calor intercambiado
- ΔT_{lm} : Temperatura media logarítmica del intercambiador
- U : Coeficiente global de transferencia de calor

La temperatura media logarítmica caracteriza la transferencia de calor y se calcula como : [40]

$$\Delta T_{lm} = \frac{\Delta T_2 - \Delta T_1}{\ln\left(\frac{\Delta T_2}{\Delta T_1}\right)} \quad (5.45)$$

Considerando que los intercambiadores a dimensionar son a contraflujo los valores de ΔT_1 y ΔT_2 quedan dados por:

$$\Delta T_1 = T_{h,i} - T_{c,o}$$

$$\Delta T_2 = T_{h,o} - T_{c,i}$$

Por otra parte, el valor del coeficiente global de transferencia de calor se determina mediante la siguiente aproximación:

$$\frac{1}{U} = \frac{1}{h_{HTF}} + \frac{1}{h_{agua}} \quad (5.46)$$

En donde los valores para los coeficientes convectivos del agua y Therminol VP-1 se estimaron en 7500 [W^2/mK] y 1750 [W^2/mK] respectivamente [23]. Utilizando la ecuación presentada se obtiene un valor de:

$$U = 1428 \left[\frac{W^2}{m \cdot K} \right]$$

Finalmente, para obtener estimaciones de las áreas involucradas se requiere calcular los calores en cada intercambiador de calor. Para ello se necesita las entalpías de cada estado del ciclo, estas quedan determinadas según el siguiente diagrama T-s.

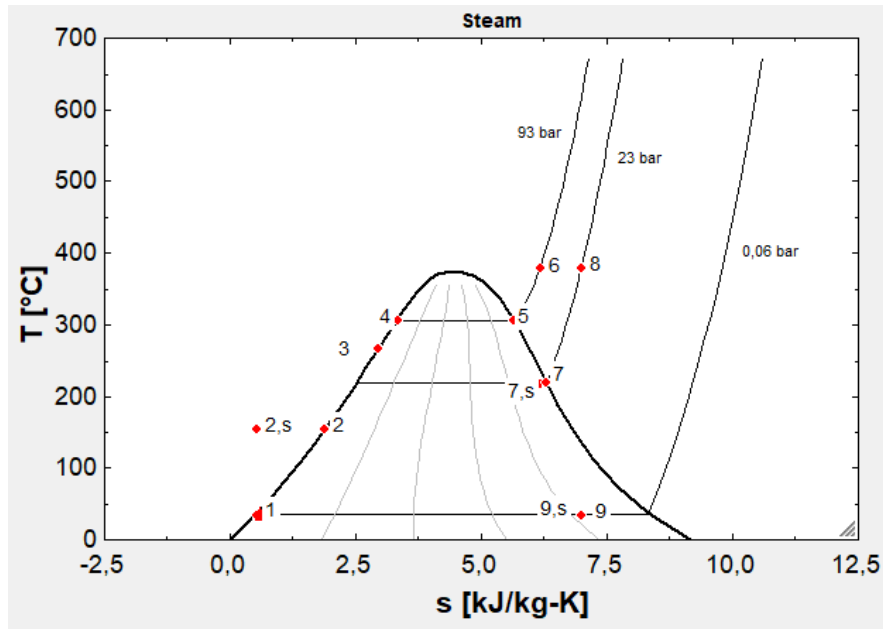


Figura 5.8: Diagrama T-s del Ciclo de Potencia.

Las entalpías de cada punto se resumen en la presente tabla:

Tabla 5.19: Resumen de entalpías en cada punto del ciclo termodinámico.

Estado Termodinámico	Punto del Ciclo	Valor [kJ/kg-K]
h_1	Salida del Condensador-Entrada Bombas	151,5
h_2	Salida Bombas-Entrada Precalentador	741,3
h_4	Salida Precalentador-Entrada Evaporador	1390
h_5	Salida Evaporador-Entrada Sobrecalentador	1390
h_6	Salida Sobrecalentador- Entrada Turbina Alta Presión	3051
h_7	Salida Primera Expansión-Entrada Recalentador	2805
$h_{7,s}$	Salida Isoentrópica Primera Expansión	2744
h_8	Salida Recalentador- Entrada Turbina Baja Presión	3199
h_9	Salida Turbina Baja Presión- Entrada Condensador	2362
$h_{9,s}$	Salida Isoentrópica Turbina Baja Presión	2153

A partir de los resultados anteriores se calculan los calores involucrados en cada intercambio térmico, estos se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 5.20: Calores necesarios para el Generador de Vapor.

Potencia [MW]	$Q_{sobrecalentador}$ [MWth]	$Q_{evaporador}$ [MWth]	$Q_{precalentador}$ [MWth]
10	15,27	12,41	6,747
25	38,18	31,02	16,87
50	76,36	62,03	33,73
75	114,5	93,05	50,6
100	152,7	124,1	67,47
125	190,9	155,1	84,34
150	229,1	186,1	101,2

Luego, despejando el área de intercambio térmico (A) de la ecuación 5.44 se obtienen los valores mostrados a continuación:

Tabla 5.21: Áreas de transferencia de calor para el Generador de Vapor.

Potencia [MW]	$A_{sobrecalentador}$ [m ²]	$A_{evaporador}$ [m ²]	$A_{precalentador}$ [m ²]
10	278,9	102,3	43,22
25	697,4	255,7	103,7
50	1395	511,4	216,1
75	2092	767,1	332,8
100	2789	1023	432,2
125	3487	1279	540,3
150	4184	1534	648,4

5.2.5. Sistema Condensador- Torre de Enfriamiento

Luego de las expansiones ocurridas en la turbina el vapor pasa por el sistema de condensado, el cual consiste en un intercambiador de calor de carcasa y tubos (condensador) y una torre de enfriamiento por la cual circula el agua de enfriamiento responsable de disminuir la temperatura del vapor y llevarlo hasta la temperatura de condensación.

Las condiciones del vapor a la entrada y salida del sistema condensador-torre de enfriamiento corresponden a las siguientes:

Tabla 5.22: Condiciones del vapor para el sistema Condensador-Torre de Enfriamiento

Parámetro	Valor	Unidad
Presión de Condensación	0,06	bar
Temperatura de Condensado	36,2	C
Título del Vapor	0,91	-
Entalpía de Entrada al Condensador	2361	kJ/kg
Entalpía de Salida del Condensador	151,5	kJ/kg

Considerando los flujos de vapor que ingresan al sistema se puede calcular la potencia térmica a disipar por el condensador y finalmente obtener los flujos de agua requeridos por la torre de enfriamiento.

$$\dot{Q}_{th} = \dot{m}_v \cdot (h_s - h_e) \quad (5.47)$$

Dónde:

- \dot{Q}_{th} : Potencia térmica a disipar
- \dot{m}_v : Flujo másico de vapor
- h_s : Entalpía de salida del condensador
- h_e : Entalpía de entrada del condensador

Luego, los flujos de agua se obtienen a partir de:

$$\dot{m}_{agua} = \frac{3,6 \cdot \dot{Q}_{th}}{C_p \cdot (T_s - T_e)} \quad (5.48)$$

En dónde:

- C_p : Calor específico del agua
- T_s : Temperatura de salida del agua de enfriamiento
- T_e : Temperatura de entrada del agua de enfriamiento

- El valor de 3,6 corresponde a un factor de conversión a horas.

Se obtienen los siguientes flujos de agua de enfriamiento:

Tabla 5.23: Flujos de agua de enfriamiento según potencia térmica a disipar.

Potencia Térmica [MW]	Flujo de agua de enfriamiento [m ³ /h]
20,42	2508,35
51,05	6270,88
102,10	12541,7
153,15	18812,66
204,20	25083,5
255,25	31354,44
306,30	37625,32

Las condiciones térmicas para la torre de enfriamiento se estiman según el análisis realizado por [20], el cual se efectuó para una zona geográfica similar, en conjunto con las condiciones de diseño planteadas en este estudio. Las condiciones se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 5.24: Condiciones ambientales torre de enfriamiento.

Condiciones Ambientales	Valor	Unidad
Temperatura de Bulbo Seco	24	[°C]
Temperatura de Bulbo Húmedo	14	[°C]
Humedad Relativa	37	%
Temperatura Agua de Enfriamiento a la Entrada del Condensador	22	[°C]
Temperatura Agua de Enfriamiento a la Salida del Condensador	29	[°C]
Presión del Aire	1	[atm]
Temperatura del Aire	20	[°C]

Se consideran además los siguientes balances de masa y energéticos:

$$\dot{m}_{ae} = \dot{m}_{as} = \dot{m}_a \quad (5.49)$$

$$\dot{m}_{wc} + \dot{m}_{ae} \cdot \omega_1 = \dot{m}_{wf} + \dot{m}_{as} \cdot \omega_2 \quad (5.50)$$

$$\dot{m}_{ae} \cdot h_{ae} + \dot{m}_{wc} \cdot h_{wc} = \dot{m}_{as} \cdot h_{as} + \dot{m}_{wf} \cdot h_{wf} \quad (5.51)$$

En dónde:

- \dot{m}_{ae} : Flujo másico de aire seco de entrada a la torre. (kg/s)
- \dot{m}_{as} : Flujo másico de aire seco de salida a la torre. (kg/s)
- \dot{m}_{wc} : Flujo másico de agua caliente. (kg/s)
- \dot{m}_{wf} : Flujo másico de agua fría. (kg/s)
- w_1 : Humedad específica del aire a la entrada de la torre. ($kgH_2O/kg\text{aire seco}$)
- w_2 : Humedad específica del aire a la salida de la torre. ($kgH_2O/kg\text{aire seco}$)
- h_{ae} : Entalpía del aire seco a la entrada de la torre. (kJ/kg)
- h_{as} : Entalpía del aire seco a la salida de la torre. (kJ/kg)
- h_{wc} : Entalpía del agua líquida saturada a $22 [^{\circ}C]$. (kJ/kg)
- h_{wf} : Entalpía del agua líquida saturada a $29 [^{\circ}C]$. (kJ/kg)

En la siguiente imagen se observa esquemáticamente la torre de enfriamiento considerada para el análisis.

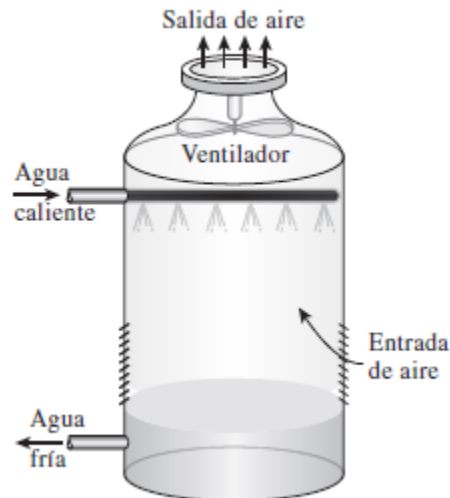


Figura 5.9: Esquema de la torre de enfriamiento.

5.2.6. Sistema de Almacenamiento Térmico

El sistema de almacenamiento térmico es el responsable de que la central sea capaz de operar en horarios en donde no hay radiación solar suficiente (Durante las noches o días nublados) o cuando el flujo de operación sea menor al flujo nominal. Es por ello que se considera en primer lugar una capacidad de almacenamiento de 12 horas, lo cual representa una capacidad alta de almacenamiento térmico.

Para encontrar las dimensiones de los tanques de sales fundidas se debe comenzar por obtener la carga mínima de sales que se requiere considerando el calor calculado para 12 horas de almacenamiento previamente.

Carga mínima de sales fundidas

La carga mínima de sales fundidas para el intercambio térmico quedará determinada por el calor de diseño ($Q_{TES,12h}$), las temperaturas a las que operan cada uno de los tanques (frío y caliente), y las propiedades termodinámicas de la sal solar. Se han establecido las temperaturas de operación de cada tanque en $291^{\circ}C$ para el tanque frío y $384^{\circ}C$ para el tanque caliente, esto según valores presentados en la central solar Andasol. El valor de C_p se calcula para una temperatura media de $337^{\circ}C$.

$$m_{sales} = \frac{Q_{TES,12h}}{C_p \cdot (T_{caliente} - T_{fro})} \quad (5.52)$$

Además se considera una altura de medio metro de sal fundida para el correcto funcionamiento de las bombas, por lo que se debe considerar esa cantidad adicional de carga.

Dimensiones de los Tanques

Se deben tener en cuenta condiciones geométricas de diseño para así determinar las dimensiones de cada tanque. En particular se considera que la razón entre la altura y el diámetro del tanque debiese ser de 0,5. Teniendo esto en cuenta se pueden calcular las dimensiones mediante la siguiente ecuación:

$$D_{tanque} = \left(\frac{8 \cdot V_{sales} [m^3]}{\pi} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (5.53)$$

Esta última ecuación da como resultado una curva de crecimiento lento para el diámetro del tanque a medida aumentan las capacidades de la planta, este efecto se puede ver en el presente gráfico.

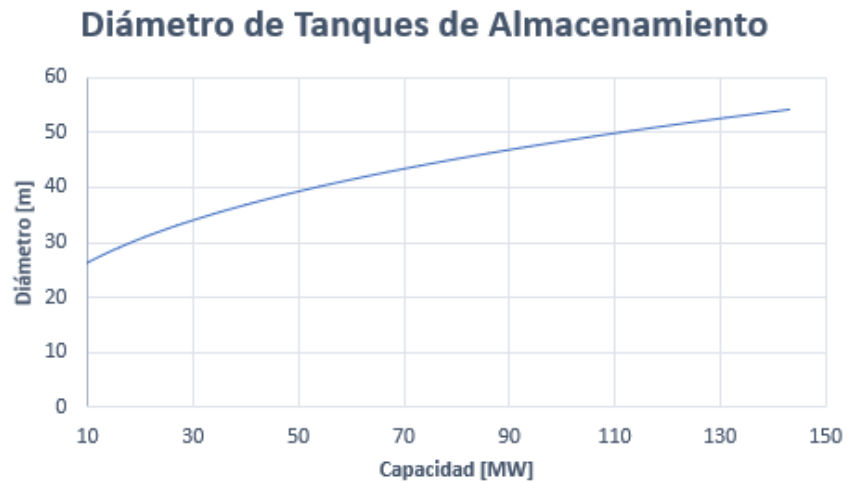


Figura 5.10: Dimensionamiento de Tanques de Sales Fundidas.

Hay que tener en cuenta algunas restricciones constructivas al momento de analizar este resultado. En primer lugar debido a que para el desplazamiento de las sales se utilizan bombas de eje vertical y en la actualidad no existen bombas con ejes mayores a 14 [m], la altura de los tanques se ve restringida a esta altura como máxima. Por otra parte, debido a las grandes dimensiones que presentan este tipo de tanques (de los mayores en la industria) se torna de extrema dificultad fabricar y ensamblar tanques de semejantes dimensiones, por lo que se establece como diámetro máximo para este tipo de tanques un valor de 38 [m] [24]. Considerando esto último se debe optar por un sistema de tanques en paralelo para mayores capacidades nominales de la planta, dividiendo los flujos de HTF y cargas de sales fundidas en partes iguales entre cada sistema de tanques.

De esta forma se obtienen hasta 5 sistemas de tanques en paralelo a medida aumentan las capacidades nominales de la planta. Aproximadamente cada 30 [MW] de aumento en capacidad se debe incrementar el sistema de almacenamiento con un tanque frío y un tanque caliente adicionales. Este comportamiento se refleja en la siguiente tabla:

Tabla 5.25: Configuración de tanques en paralelo según rango de capacidad.

Capacidad [MW]	Configuración de Tanques
[10-30]	1 Tanque Frío 1 Tanque Caliente
[31-60]	2 Tanques Fríos 2 Tanques Calientes
[61-90]	3 Tanques Fríos 3 Tanques Calientes
[91-120]	4 Tanques Fríos 4 Tanques Calientes
[121-150]	5 Tanques Fríos 5 Tanques Calientes

Intercambiador de Calor Sales Fundidas-HTF

El sistema de almacenamiento térmico cuenta con un de intercambiador de calor destinado a calentar las sales fundidas provenientes del tanque frío, para luego traspasarlas al tanque caliente y almacenar energía. El proceso mediante el cual el HTF otorga energía a las sales fundidas se denomina "carga", y ocurre cuando el flujo másico es mayor al flujo nominal (Esto ocurre cuando la radiación solar es elevada) y por tanto se puede abastecer el sistema de almacenamiento térmico. De manera inversa, cuando la radiación solar es menor a la de diseño las sales fundidas traspasan calor al HTF para compensar el flujo másico restante, a esto se le llama "descarga". Por otro lado los intercambiadores se consideran de carcasa y tubo, y debido a que se está trabajando con sales fundidas, que presentan corrosividad se considera el intercambiador de calor de acero inoxidable para el posterior costeo.

El dimensionamiento sigue la misma metodología empleada para los intercambiadores presentes en el generador de vapor, se utilizan las ecuaciones 5.44 y 5.45 para determinar el área de transferencia de calor de cada intercambiador. Se debe notar que para estimar el coeficiente global de transferencia de calor se debió estimar las propiedades de las sales fundidas mediante relaciones empíricas, estas se resumen a continuación: [25]

Viscosidad Dinámica de la Sal Solar

$$\mu[Pa \cdot s] = 0,075474 - 2,775 \cdot 10^{-4} \cdot T_{(^{\circ}K)} + 3,488 \cdot 10^{-7} \cdot T_{(^{\circ}K)}^2 - 1,474 \cdot 10^{-10} \cdot T_{(^{\circ}K)}^3 \quad (5.54)$$

Conductividad Térmica de la Sal Solar

$$k[W/m \cdot ^{\circ}C] = 0,443 + 1,9 \cdot 10^{-4} \cdot T_{(^{\circ}C)} \quad (5.55)$$

Con las propiedades calculadas se puede estimar el coeficiente convectivo de las sales fundidas mediante la ecuación de Sieder-Tate turbulenta, la cual es representativa para un flujo con Número de Reynolds de 60000 y un diámetro de tubo de 1 pulgada interior:

$$Nu = \frac{hD}{k} = 0,027 \cdot (Re)^{0,8} \cdot (Pr)^{\frac{1}{3}} \quad (5.56)$$

En donde el número de Prandtl se calcula como:

$$Pr = \frac{C_p \cdot \mu}{k}$$

Los resultados obtenidos por estas ecuaciones se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 5.26: Propiedades termodinámicas Sal Solar.

Propiedades Sal Solar [T=337,5 °C]		
Conductividad Térmica	0,507125	[W/m°C]
Viscosidad	0,00252	[Pa · s]
Número de Prandtl	7,482959	-
Número de Nusselt	350,9478	-
Número de Reynolds,	60000	-
Diámetro estándar	0,0254	m
Coefficiente Convectivo	7006,867	[W/m ² · K]

Luego, el coeficiente global de transferencia de calor se estima usando la ecuación 5.46 resultando:

$$U = 1400,274 \left[\frac{W}{m^2 \cdot K} \right]$$

Finalmente, con las siguientes condiciones de temperatura a la entrada y salida de cada intercambiador se logra determinar la diferencia de temperatura logaritmica para luego calcular el área de intercambio térmico:

Tabla 5.27: Condiciones de Temperatura para Intercambiador Sales-HTF.

Parámetros		Carga		Descarga	
Item	Unidad	Sales	HTF	Sales	HTF
T_{in}	°C	291	393	384	287
T_{out}	°C	384	299	291	379
C_p promedio	J/kgK	1506	2442	1506	2406
T promedio	°C	337,5	346	337,5	333

Se debe notar que debido a que se tienen rangos de capacidad correspondientes a distintas configuraciones de tanques en paralelo, los intercambiadores de calor también se ven afectados por esta decisión. Por cada sistema de tanque frío-caliente se tienen dos intercambiadores de calor, uno de carga y otro de descarga, por lo tanto al adicionar más tanques se deben adicionar también intercambiadores de calor al sistema. En las tablas siguientes se muestran los resultados obtenidos para la capacidad media de cada rango:

Tabla 5.28: Dimensionamientos Intercambiador de Carga de Sales-HTF.

Capacidad [MW]	Flujo de Calor Q [MWth]	Flujo másico Sales [kg/s]	Área de Transferencia de Calor [m ²]
20	69,83	514,02	5873,95
45	79,14	582,55	6657,15
75	87,67	645,38	7375,08
105	91,94	676,79	7734,04
135	94,04	692,21	7910,26

Tabla 5.29: Dimensionamientos Intercambiador de Descarga de Sales-HTF.

Capacidad [MW]	Flujo de Calor Q [MWth]	Flujo másico Sales [kg/s]	Área de Transferencia de Calor [m ²]
20	51,62	368,61	8227,14
45	57,23	408,67	9121,39
75	63,59	454,08	10134,88
105	66,77	476,79	10641,62
135	68,68	490,41	10945,67

Capítulo 6

Resultados y Estimación de Costos

El proceso de estimación de costos es una parte esencial del trabajo presentado, las posibles economías de escala que se evidencien y el factor de escala buscado estarán directamente ligados a los valores que se obtengan en este proceso. Es por ello que se requiere un gran nivel de detalle y verificación para asegurar la validez de los resultados.

La estimación de costos realizada se puede dividir en 3 categorías principales; costeo según estimadores de costos basados en leyes de escalamiento previas, este proceso se realiza en general para los equipos de intercambio térmico presentes en la central CSP y consiste en utilizar leyes de escalamiento que ya se hayan encontrado para ciertos equipos y actualizar los costos asociados según corresponda (Inflación y Curva de aprendizaje). En segundo lugar se tiene el costeo mediante revisión bibliográfica, ciertos equipos o tecnologías presentes en este estudio son de difícil costeo debido a que se tiene poca información al respecto y no hay análisis detallados y en profundidad, por lo que hay un alto margen de incertidumbre para dichos datos, además, hay costos que están directamente relacionados con la capacidad y localización de la planta por lo que utilizar esos valores no sería representativo o apropiado para el caso de estudio. Es por ello que se realiza una minuciosa revisión bibliográfica de estudios y análisis de costos para este tipo de centrales solares y a partir de lo encontrado se genera una base de datos para costear las centrales propuestas. Finalmente, equipos y componentes secundarios se consideran como un porcentaje del total o del sistema al que pertenezca (Por ejemplo, el piping asociado al sistema de almacenamiento térmico en la central CSP se considera como un porcentaje del total del sistema de almacenamiento), se realiza el mismo procedimiento para costos asociados a construcción, mejoramientos del sitio, ingeniería y otros.

Otro aspecto a destacar de este proceso es la no consideración de costos asociados a operación y mantenimiento, debido a que el objetivo del estudio es estudiar los costos de activos físicos de cada central y su comportamiento respecto a la capacidad instalada, estos costos quedan excluidos del análisis.

6.1. Central Fotovoltaica

Para la central fotovoltaica el proceso de costeo consistió en una revisión bibliográfica acerca de los últimos costos encontrados en las tecnologías involucradas. Para ello se consideraron las 3 principales áreas de una central de este índole; Módulos Solares (y en consecuencia campo solar), Inversores de Corriente y Balance of Plant (BOP). Cabe mencionar que el BOP considera los sistemas y equipos eléctricos involucrados en la central (Cableado, Transformadores de Tensión, entre otros) y además las estructuras que sostendrán a los paneles solares, en conjunto con el mecanismo de seguimiento solar (Tracker).

Tomando en cuenta los reportes realizados por el NREL (National Renewable Energy Laboratory de los Estados Unidos) se pueden obtener valores actualizados para la energía fotovoltaica de gran escala, en estos reportes se detalla la evolución de los costos de este tipo de energía en los últimos años y su notorio descenso. Considerando los valores encontrados en [17] se pueden desglosar los siguientes costos para los principales equipos de la central:

Tabla 6.1: Tabla resumen de costos directos central fotovoltaica.

Elemento	Costo [US\$/Wdc]
Módulos Solares	0,26
Inversor de Corriente	0,05
BOS Eléctrico	0,13-0,17
Estructuras Módulos	0,10-0,21
Ingeniería y Construcción	0,06-0,10
Instalación y Equipamiento	0,10-0,13

Es importante destacar que, los costos para sistemas fotovoltaicos suelen medirse en unidades de $[\$/W_{dc}]$ refiriéndose al costo por Watt de corriente continua generado. Es común también que elementos como los inversores de corriente se midan en $[\$/W_{ac}]$, sin embargo para efectos de normalizar los costos y poder compararlos entre sí se opta por la primera unidad como parámetro para todos los elementos a costear.

Cabe destacar que los costos asociados a módulos solares e inversores de corriente corresponden al precio directamente en la fábrica productora (Ex factory gate) por lo que no considera costos asociados a traslados, impuestos y a la cadena logística que sigue un producto previo a la instalación. Según [7] los costos pueden aumentar de un 35 a 45 % respecto de este valor, por lo que se debe considerar ese aumento al momento de calcular el costo total de la planta solar. Si consideramos un aumento de 40 % los valores para los módulos solares aumentan $0,377 [US\$/W_{dc}]$ y el inversor de corriente a $0,07 [US\$/W_{dc}]$.

Además de los costos presentados, se debe considerar el costo asociado a contingencias producto de algún costo mayor al presupuestado para algunos equipos y factores no considerados en la evaluación. A su vez, existen costos debido a permisos y contratos, construcción y preparación del terreno y la conexión a las líneas de transmisión eléctrica. Para obtener estos valores se utilizaron los valores recomendados por el System Advisor Model (SAM) actualizados al año 2018. Dichos costos se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 6.2: Costos adicionales para central fotovoltaica.

Elemento	Tipo de Costo	Valor
Contingencias	Directo	3 %
Permisos y Contratos	Indirecto	0,01 [US\$/kWdc]
Terreno	Indirecto	0,05 [US\$/kWdc]
Conexión a Líneas de Transmisión	Indirecto	0,03 [US\$/kWdc]

Las contingencias se tratan como un costo directo debido a que corresponden a un porcentaje del total de costos de esta índole, no así los otros elementos presentados que son un conjunto aparte independiente de los equipos y componentes costeados, por ende forman parte de la categoría de costos indirectos.

Adicionando estos valores a los costos directos que se tenían por componentes, se logra obtener el costo total de la planta fotovoltaica para todo el rango de capacidades analizado. Se resumen los resultados obtenidos en la próxima tabla:

Tabla 6.3: Resumen de costos totales para centrales fotovoltaicas.

Capacidad	Costo [MM US\$]
10	12,596
25	28,643
50	50,901
75	75,007
100	94,276
125	115,88
150	131,204

A partir de estos costos se calcula el costo por unidad de potencia generada dividiendo por la capacidad neta producida en la central, y además se obtiene el escalamiento para los costos totales de la planta en el rango seleccionado para el estudio. Se aprecian ambas gráficas en las siguientes figuras:

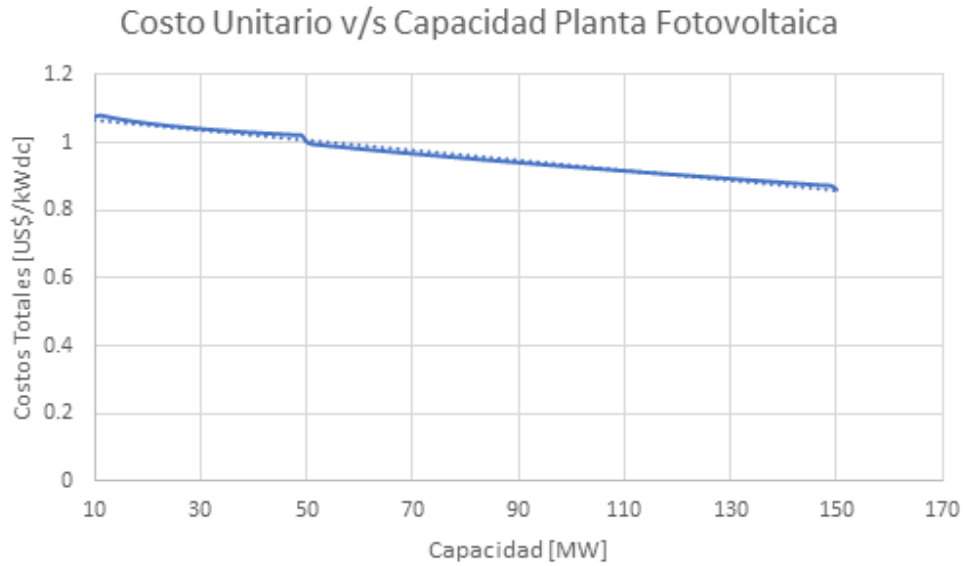


Figura 6.1: Comportamiento de costos según capacidad para plantas fotovoltaicas.

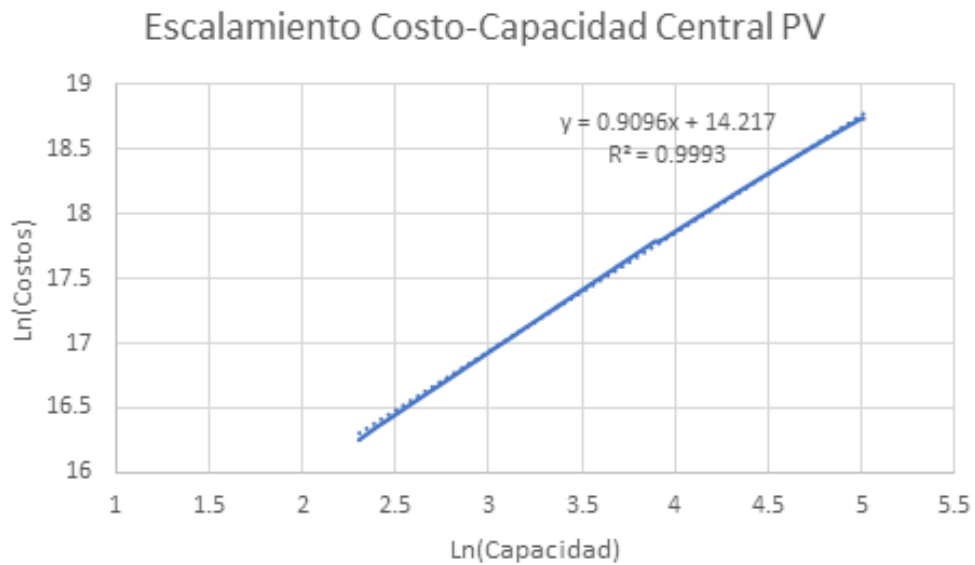


Figura 6.2: Escalamiento Costo-Capacidad Centrales Fotovoltaicas.

En vista de la gráfica mostrada en la Figura 6.1 se puede notar un descenso lineal de los costos, en donde el valor máximo obtenido fue de 1,08 [$US\$/kW_{dc}$] mientras que en promedio el costo obtenido fue de 0,96 [$US\$/kW_{dc}$].

Otras fuentes señalan costos totales de instalación en el rango [1,3-1,9][$US\$/W_{dc}$] [26], incluso se han realizado estudios considerando valores de 1 [$US\$/kW_{dc}$] [27]. Considerando los valores obtenidos previamente se puede corroborar que se encuentran en el rango señalado y por lo tanto se justifica el método de costeo empleado.

Otro aspecto a destacar es que las posibles economías de escala presentes en una central solar fotovoltaica vienen dadas por los elementos secundarios de ella, como lo son los elementos que componen el Balance of System (BOS), costos asociados a la instalación de equipos y preparación de terreno. Esto se debe a que los componentes principales de una central solar corresponden a los módulos solares y los inversores de corriente. A medida que se requiere mayor capacidad estos elementos aumentan en cantidad de manera proporcional al aumento de capacidad, esto genera que no se provoquen efectos de economías de escala en estos costos. Sin embargo, como se mencionó los elementos secundarios si presentan este efecto conforme se aumenta la capacidad nominal de la planta y su variación es la responsable de los amortiguamientos que presenten los costos para centrales de mayor escala. Debido a esto se explica el comportamiento visto en la Figura 6.1, en donde el descenso del costo unitario responde a una función de tipo lineal con pendiente negativa aproximadamente. Luego, es de esperar un factor de escala más alto de lo normal.

6.2. Central Termosolar

6.2.1. Campo Solar

Los costos asociados al campo solar están concentrados mayormente en los colectores solares. Este costo incluye la estructura soporte del colector, el mecanismo de seguimiento solar (Tracker) y los espejos reflectores. Para el costeo de estos elementos se considera el colector solar Eurotrough Skal-ET 150 y sus elementos. El campo solar cuenta también con el sistema asociado al HTF, esto implica el aceite térmico Therminol VP-1, el tubo receptor (Schott PTR 70 UVA 3) y el piping y bombas asociados al transporte del HTF. Finalmente, el último costo perteneciente al campo solar corresponde a mejoras que se deben realizar al sitio de emplazamiento de la central para la correcta instalación de equipos y maquinarias. Mediante una revisión bibliográfica acerca de los costos de centrales con este tipo de configuración se pueden obtener valores estimados para estos costos [26] [28]. Diversos estudios han señalado costos similares para las evaluaciones económicas realizadas sobre este tipo de centrales solares.

Tabla 6.4: Resumen de Costos para el Campo Solar.

Elemento	Costo [US\$/m ²]
Sistema Colector Solar	150
Sistema de HTF	80
Mejoras del emplazamiento	25

Los valores obtenidos se consideran en unidades de [US\$/m²], relativas al área de apertura total del campo solar. Es importante notar que para estos valores no se consideran posibles variaciones producto del aumento en la capacidad nominal de la planta, en parte debido a que el aumento de colectores solares mantiene una relación lineal con el aumento de capacidad, y este es el elemento más significativo del costo total. Por otro lado, el sistema de HTF podría presentar algún tipo de variación debido a las bombas involucradas, sin embargo, es despreciable respecto de los costos totales del campo solar.

6.2.2. Sistema de Almacenamiento, TES

El principal costo asociado al sistema de almacenamiento corresponde a la sal solar. Este insumo puede significar un porcentaje mayor al 50 % del total de costos del sistema por lo que es importante establecer un precio razonable y pertinente [24]. Según el estudio realizado por GIZ la sal solar tiene un costo de 750 [Eur/Ton] mientras que otros estudios señalan valores en el rango [587-802] [US\$/Ton] [29]. Normalizando ambos valores a las mismas unidades se obtienen precios similares por lo que ambos son una buena estimación y se encuentran en concordancia. Se opta por costear la sal solar con un precio de 870 [US\$/Ton]. Otro punto importante para la sal solar es considerar los costos asociados a su fundición, debido a que la sal solar se distribuye de manera sólida se debe considerar este costo adicional como parte del valor de la sal solar. Según [28] el valor de fundir la sal es aproximadamente de 128 [US\$/Ton].

El segundo componente a considerar son los intercambiadores de calor asociados al sistema de almacenamiento. Como se mencionó previamente se tiene un intercambiador de carga y otro descarga para cada sistema de tanques. Por otra parte, a medida se aumenta la capacidad de la planta y por ende, se debe aumentar la capacidad de almacenamiento térmico se deben ir añadiendo tanques adicionales (uno frío y uno caliente) producto de las restricciones constructivas mencionadas previamente. Esto implica que un sistema de 4 tanques en paralelo (2 fríos y 2 calientes) presentará 4 intercambiadores de calor (2 de carga y 2 de descarga) que operarán a las mismas condiciones.

Mediante estimadores de costos se pueden obtener precios aproximados de estos intercambiadores de calor considerando que son del tipo carcasa y tubos y de cabezal fijo. Además, producto de que en estos intercambiadores de calor circulará sal fundida, que presenta una corrosividad no despreciable, se deben costear intercambiadores de acero inoxidable. Esto implica un costo mayor a intercambiadores de acero al carbono como es el caso del generador de vapor.

Las sales son desplazadas de un tanque a otro y a través de los intercambiadores por medio de bombas de eje vertical, para costear este equipo se utilizó la herramienta de costeo presentada con el libro *Plant Design and Economics for Chemical Engineers, 5th Edition* [30] que a partir de la presión de descarga de la bomba obtiene un costo estimado de ella en base a escalamientos previos.

Para el aislamiento de los tanques se consideró el valor de referencia presentado por [31] y se actualizó mediante índices de inflación. El costo de elementos como los cimientos, la construcción misma de los tanques, ingeniería e instrumentación se calculó mediante porcentajes del costo de equipos y componentes. Los porcentajes utilizados corresponden al análisis hecho por [24]. Finalmente, se obtiene el siguiente desglose promedio de costos para el sistema de almacenamiento:

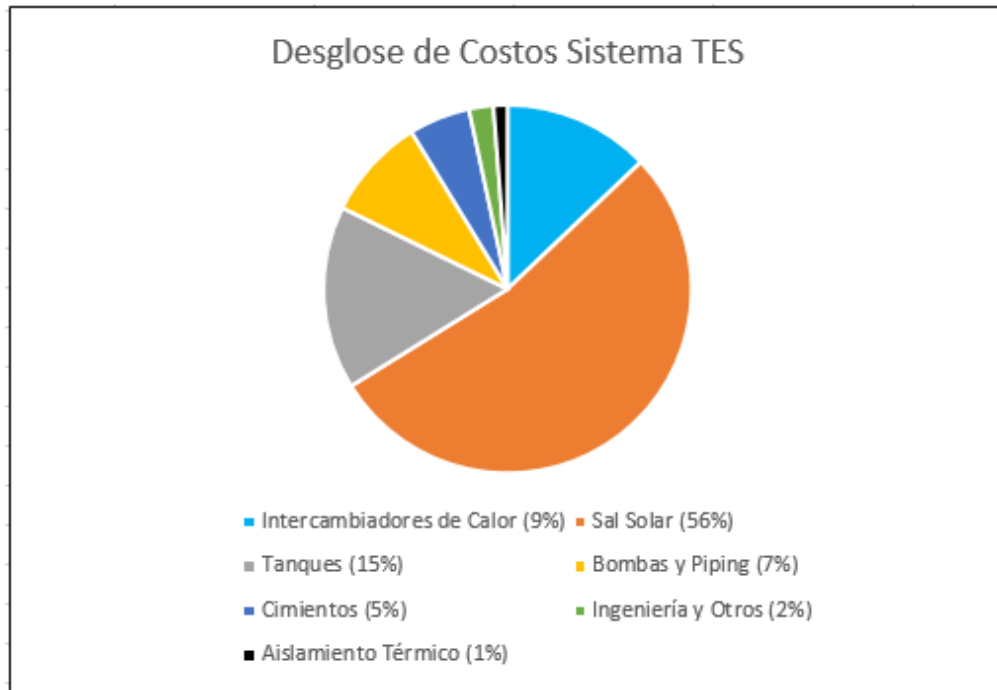


Figura 6.3: Desglose de Costos Sistema TES de 12 horas.

Los costos totales del sistema tienen un valor promedio de $36,3 [US\$/kW_{th}]$. Estudios recientes realizados por el NREL señalan que valores estándar para el sistema de almacenamiento oscilan alrededor de $65 [US\$/kW_{th}]$. Otro estudio llevado a cabo por ESTELA (European Solar Thermal Electricity Association) indica valores más cercanos a los obtenidos, en el rango $[29-34 US\$/kW_{th}]$, lo cual indica un análisis similar al tomado en este estudio [32]. Este último rango de valores también se ha usado para evaluar factibilidad económica de centrales CSP de colectores parabólicos, debido a que corresponde al valor más optimista actualmente en la bibliografía. [26]

Debido a que se tienen que agregar tanques adicionales para aumentar la capacidad de almacenamiento térmico, los costos se ven afectados directamente por esta decisión. El efecto que esto provoca en los costos corresponde a un aumento repentino, generando una discontinuidad en la gráfica. Este comportamiento no permite generar una línea de tendencia apropiada para el escalamiento del sistema, por lo que se consideran distintos rangos de capacidad para el escalamiento. De esta manera, se generan varios factores de escala para el sistema de almacenamiento. Otro motivo por lo cual esto ocurre es que el escalamiento del sistema de almacenamiento térmico suele realizarse para el aumento de horas de almacenamiento, mientras que en este estudio si bien se aumentan las capacidades de almacenamiento térmico, las horas de almacenamiento se consideraron constantes para el análisis. Los rangos de capacidad seleccionados para el análisis y los factores de escala de cada rango son los siguientes:

Tabla 6.5: Configuración de Tanques y factores de escala observados por rango.

Rango de Capacidad	Configuración de Tanques en Paralelo	Factor de Escalamiento
[10-30] [MW]	1 Tanque frío 1 Tanque caliente	0,7645
[31-60] [MW]	2 Tanques fríos 2 Tanques calientes	0,7912
[61-90] [MW]	3 Tanques fríos 3 Tanques calientes	0,8054
[91-120] [MW]	4 Tanques fríos 4 Tanques calientes	0,8097
[121-150] [MW]	5 Tanques fríos 5 Tanques calientes	0,8142

Las gráficas correspondientes a cada rango se muestran a continuación, cada gráfica muestra también la línea de tendencia que permite obtener el factor de escala del rango.

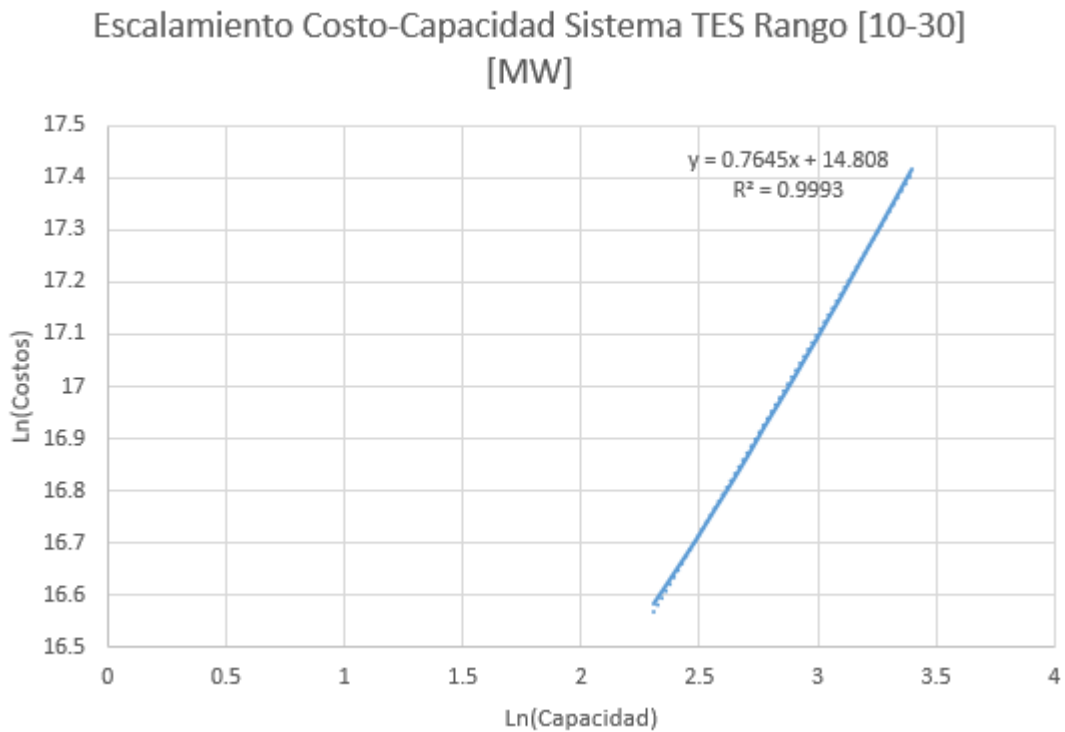


Figura 6.4: Escalamiento Costo-Capacidad para rango [10-30][MW].

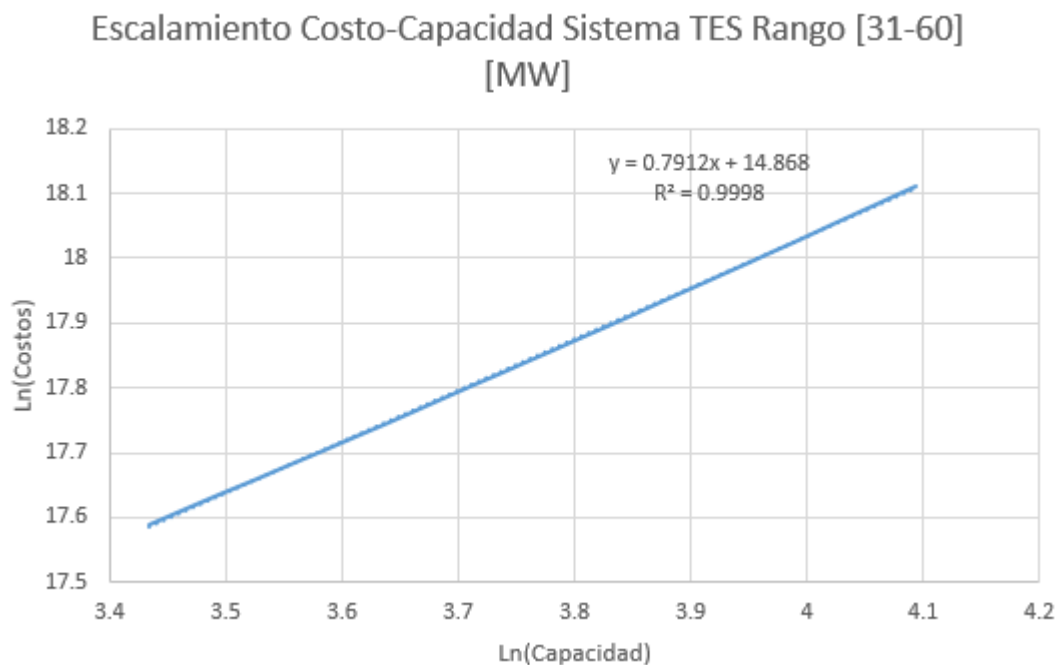


Figura 6.5: Escalamiento Costo-Capacidad para rango [31-60][MW].

Escalamiento Costo-Capacidad Sistema TES Rango [61-90] [MW]

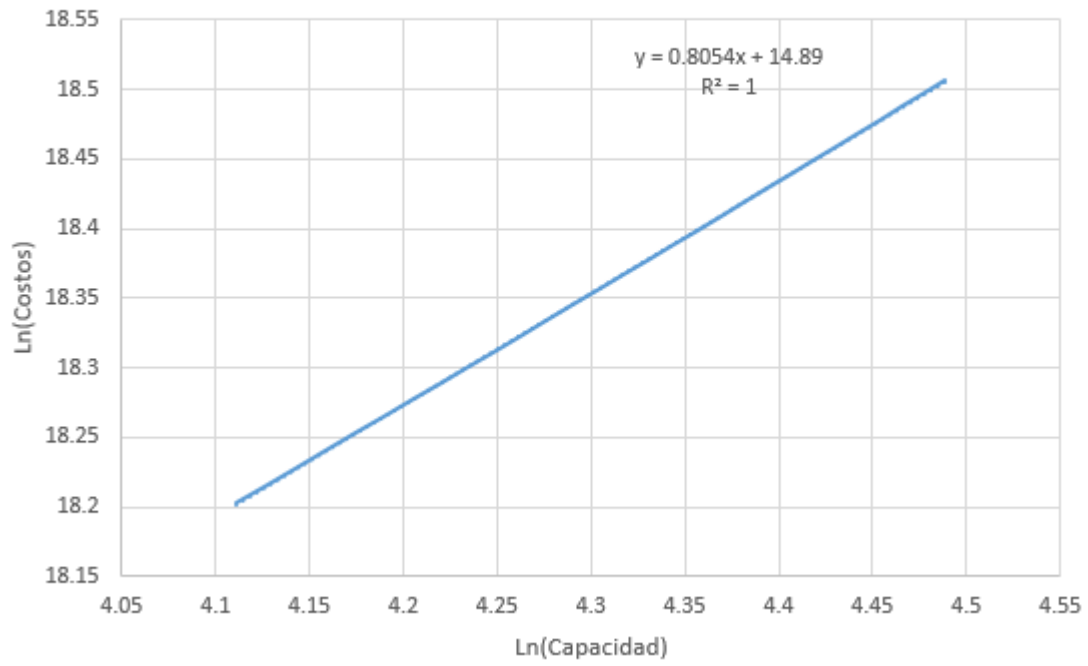


Figura 6.6: Escalamiento Costo-Capacidad para rango [61-90][MW].

Escalamiento Costo-Capacidad Sistema TES Rango [91-120] [MW]

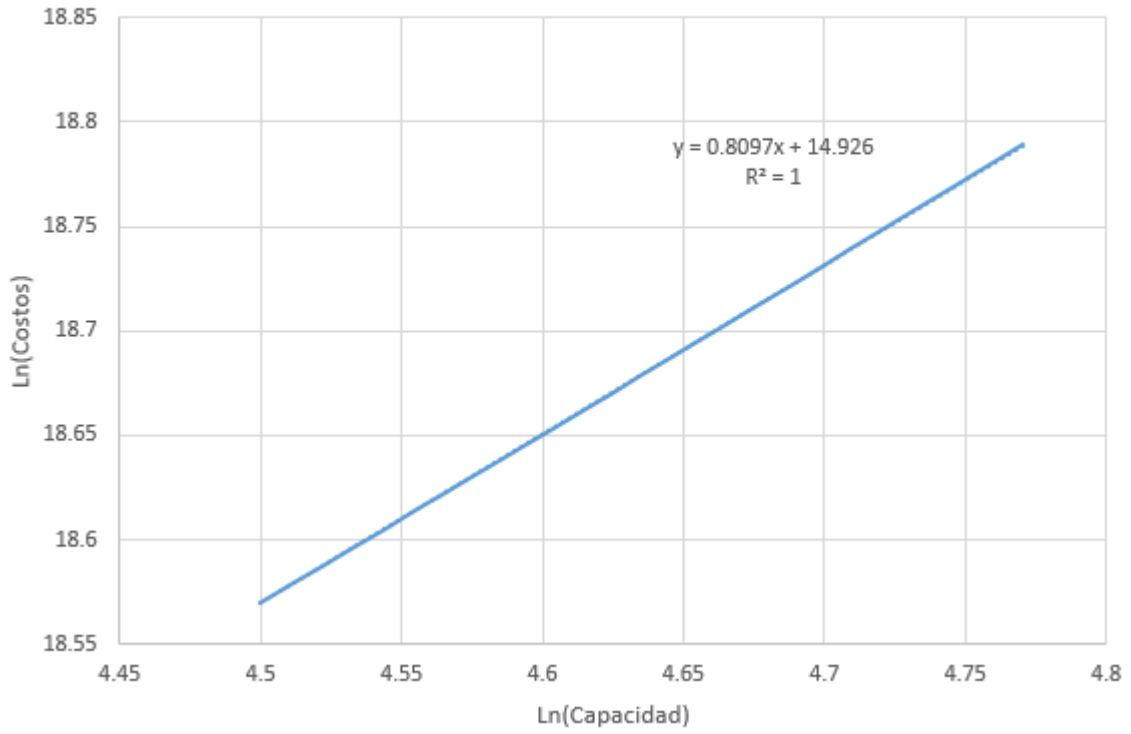


Figura 6.7: Escalamiento Costo-Capacidad para rango [91-120][MW].

Escalamiento Costo-Capacidad Sistema TES Rango [121-150]
[MW]

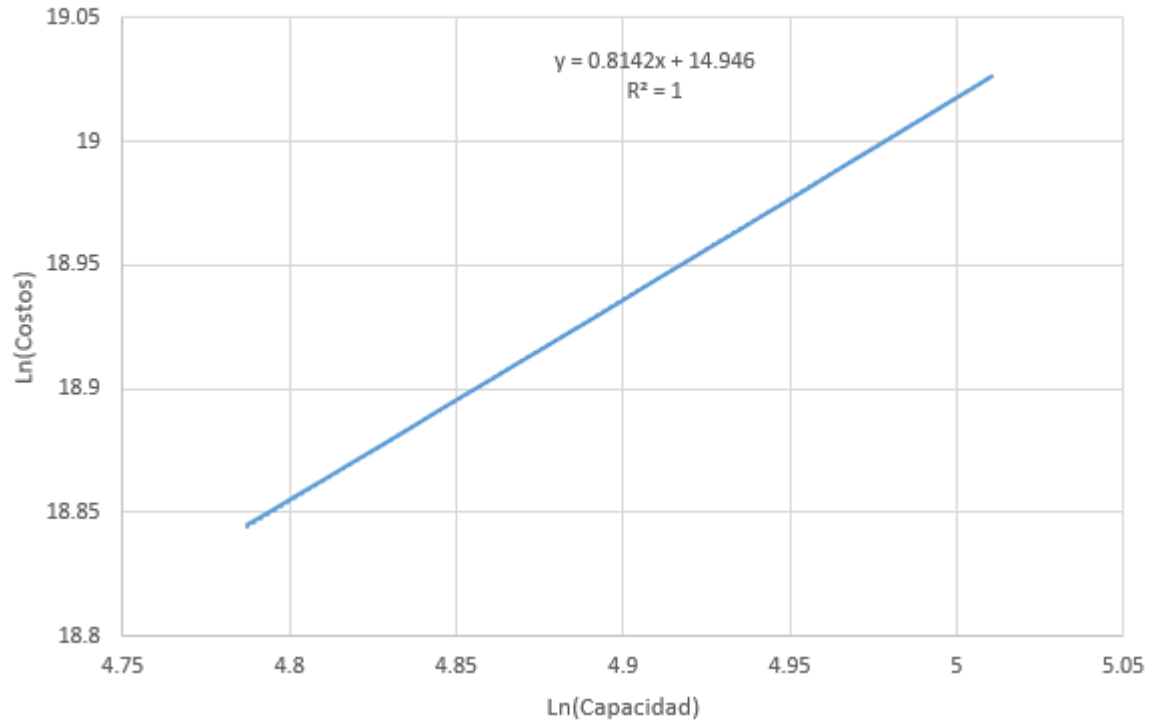


Figura 6.8: Escalamiento Costo-Capacidad para rango [121-150][MW].

6.2.3. Bloque de Potencia

El bloque de potencia juega un rol fundamental en el costeo de este tipo de centrales, los equipos y componentes en este sector corresponden a una tecnología completamente estandarizada debido a lo común de su uso, por lo que la posibilidad de obtener economías de escala para estos componentes son una realidad. Los costos del bloque de potencia se pueden dividir en 2 categorías principales; el costo del conjunto Turbina-Generador de Vapor y sus elementos secundarios (Piping asociado, recalentamiento, instalación entre otros) y el Balance of Plant que incluye el sistema Condensador-Torre de Enfriamiento, Desgasificador, Bombas de alimentación de agua, piping asociado e instalación.

Para obtener estimaciones de costos para la turbina se utilizó el estudio realizado por [33] en el cual analizan el escalamiento de turbinas de vapor, en específico turbinas Siemens como las seleccionadas para este estudio. Mediante este escalamiento es posible obtener un estimado del costo de la turbina según su capacidad. El valor considerando instalación, piping asociado, el intercambiador para recalentamiento y estructuras involucradas corresponde a 20 [MMUS\$] aproximadamente.

El valor estimado también considera factores de corrección por concepto de instalación, componentes asociados a instrumentación y control y la importación misma del equipo, dichos factores se obtuvieron a partir de lo recomendado en [14]. La presente tabla muestra los factores seleccionados.

Tabla 6.6: Factores de corrección de costos para la turbina de vapor.

Item	Factor de Corrección
Costo de Importación	1
Costo de Instalación	0,4
Piping	0,7
Instrumentación y Control	0,2
Construcción	0,2

El costeo de los intercambiadores de calor presentes en el generador de vapor se realizó mediante el estimador de costos presentado por la compañía Matche, los cuales utilizan leyes de escalamientos previas para calcular costos según capacidades [34]. En particular para los intercambiadores de calor la variable a utilizar corresponde al área de intercambio térmico. Además, se consideró que los intercambiadores de calor serán de tipo carcasa y tubos, cabezal fijo y en este caso debido a los fluidos que se están tratando (Therminol VP-1 y agua/vapor) en donde ninguno es corrosivo, la materialidad considerada para el costeo es acero al carbono.

Los costos encontrados por el estimador se encuentran referentes a dolares del año 2014, por lo que los costos se deben actualizar por efecto de inflación. Para ello se utilizaron los índices de costos CEPCI mencionados en la sección 3.3.1. Además, no se considera el efecto de curva de aprendizaje debido a que en este tipo de tecnología no es apreciable. Los valores obtenidos para todo el sistema generador de vapor presentó un factor de escalamiento de $\alpha = 0,68$, según la referencia utilizada. El comportamiento descrito puede apreciarse en la siguiente gráfica:

Escalamiento Costo-Capacidad Generador de Vapor

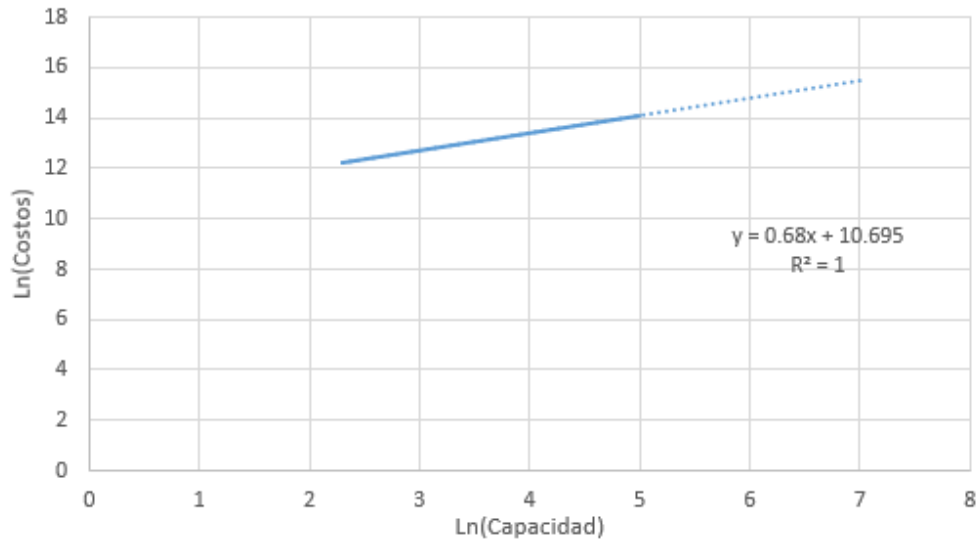


Figura 6.9: Ley de Escalamiento para Generador de Vapor.

El sistema condensador-torre de enfriamiento se costó en base a sus componentes principales, los cuales son el intercambiador de calor involucrado, la torre de enfriamiento y la bomba de condensado. Para la torre de enfriamiento y condensador se utilizó nuevamente el estimador de costos de Matches [34], y luego mediante un factor de 20 % se adicionó el valor de la bomba y otros componentes secundarios del sistema. El conjunto en total presentó el escalamiento observado en la siguiente gráfica, en donde se aprecia un valor de $\alpha = 0,5931$ para el factor de escala.

Escalamiento Costo Capacidad Sistema de Condensado

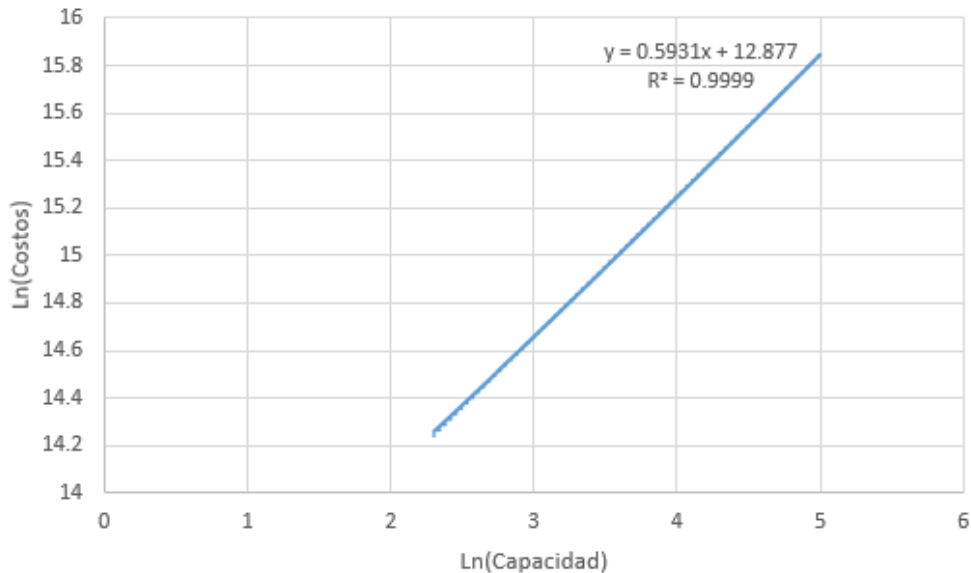


Figura 6.10: Ley de Escalamiento Sistema Condensador-Torre de Enfriamiento.

Finalmente, es posible obtener valores promedios para el conjunto Turbina-Generador de Vapor y para el BOP. Según lo señalado en el último reporte de actualización para tecnologías CSP del NREL [28] se menciona que el conjunto turbina-generador de vapor representa el elemento de mayor aporte al costo total del bloque de potencia, sin embargo, es sólo un 20 % del total. De esta forma se puede estimar el costo total del ciclo de potencia, obteniendo un valor promedio de 1020,79 [US\$/kW]. Reportes recientes han señalado valores de 885 [US\$/kW] hasta 956 [US\$/kW] como costos actualizados para el bloque de potencia. Estudios anteriores indicaban valores en el rango [1050-1100][US\$/kW] [35]. Como fue mencionado, las reducciones de costos en este ítem no se deben a actualizaciones en cuanto a la tecnología y procesos de manufactura involucrado, sin embargo, se pueden explicar las reducciones de costos producto del aumento de este tipo de centrales y por tanto de la demanda en estos elementos. Los valores encontrados se encuentran dentro de los rangos esperados y son válidos considerando los puntos expuestos previamente.

Por otro lado, los costos relacionados al BOP se estiman mayormente por los valores obtenidos en el sistema condensador-torre de enfriamiento. Considerando un factor de 20 % adicional para bombas, piping, instalación y otros costos secundarios resulta un valor promedio de 87,17 [US\$/kW]. Este valor es levemente menor al recomendado según [28], que indica un valor actualizado al año 2017 de 90 [US\$/kW]. Este último valor se obtuvo de una actualización respecto del análisis llevado a cabo el año 2012 por IRENA y por el NREL [10] [35] y consideró una actualización debido al efecto de "learning rate" de un 10 %.

6.2.4. Costos Totales

Para obtener la estimación de costos totales que presenta la planta solar se agregan ciertos porcentajes por concepto de contingencias durante la instalación o componentes cuya estimación tenga un margen de error que pueda significar costos más elevados de lo presupuestado. Además, se considera un valor adicional por concepto del terreno donde se emplazará la central. Se debe notar que las contingencias recaen en la categoría de costos directos, y por tanto son un porcentaje del total de equipos y componentes, mientras que costos asociados a ingeniería, contratos, permisos y al terreno se encuentran en la categoría de costos indirectos y se calculan como porcentaje del total de costos directos, salvo el costo por terreno en donde se utiliza el valor en unidades de [US\$/acre] (1 acre= 0,4 hectáreas). Los valores utilizados corresponden a los utilizados por el System Advisor Model (SAM) en su última versión y se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 6.7: Costos adicionales para centrales CSP.

Elemento	Tipo de Costo	Valor
Contingencias	Directo	7 %
Ingeniería, Contratos y Construcción	Indirecto	11 %
Terreno	Indirecto	10000 [US\$/acre]

Considerando estos costos adicionales se obtiene el estimado total para la central solar térmica y el comportamiento que presentan los costos acorde a la variación de capacidad de la planta. Los costos totales se evalúan en unidades de $[US\$/kW]$, de esta manera se tiene un valor de costos por unidad de energía generada. El siguiente gráfico muestra la variación mencionada, y a partir de este se obtiene el escalamiento para la planta completa mediante el método mencionado en 3.3.1. Además, se adjunta la tabla con los costos totales para las principales capacidades del rango evaluado en millones de dólares.

Tabla 6.8: Resumen de costos totales para centrales CSP.

Capacidad [MW]	Costo Total [MM US\$]
10	109,72
25	169,41
50	274,41
75	379,48
100	484,25
125	588,36
150	682,02

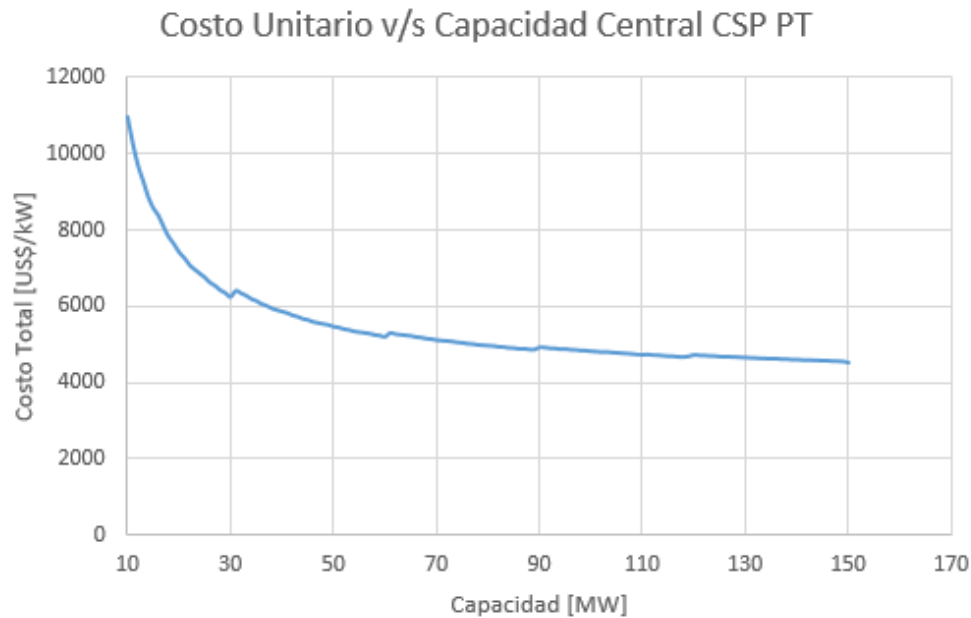


Figura 6.11: Comportamiento de costos según capacidad nominal de la planta.

El comportamiento observado puede aproximarse como tipo exponencial negativo. Se aprecia claramente como los costos unitarios tienden a descender a medida se aumenta la capacidad nominal de la planta, se puede explicar este comportamiento considerando las ecuaciones presentadas en la sección 3.3, de donde es posible obtener el comportamiento de manera potencial, considerando que el exponente α representa el factor de escala.

Escalamiento Costo-Capacidad Planta CSP

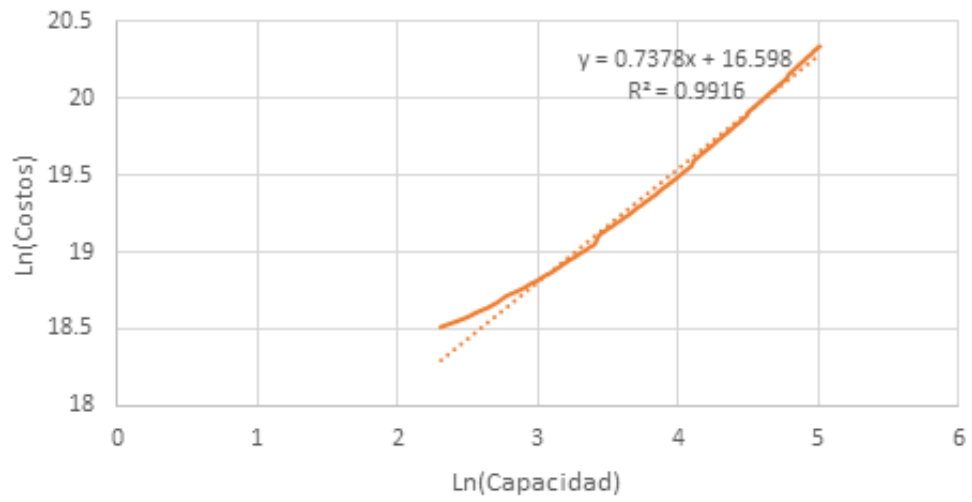


Figura 6.12: Escalamiento Costo-Capacidad para Central CSP.

Capítulo 7

Análisis y Discusión de Resultados

En vista de la revisión bibliográfica realizada y los resultados presentados en la sección anterior se puede comentar lo siguiente respecto de ambos tipos de centrales solares:

Central Solar Fotovoltaica

- Los costos que presenta este tipo de tecnología son notoriamente bajos, incluso llegando a estar en niveles competitivos con las energías provenientes de combustibles fósiles [36]. Este descenso que ha presentado la tecnología fotovoltaica se debe en parte al efecto mencionado de curva de aprendizaje y a la participación de nuevos proveedores, sobre todo en lo que respecta a módulos solares, esto ha propiciado el descenso rápido de los costos y ha generado una inserción mayor en el mercado, mejorando la accesibilidad de este tipo de tecnología.
- Los resultados obtenidos para costos de generación y costos de planta total se encuentran en consistencia con lo revisado en las publicaciones más actuales del tema. Además de validar los costos, es importante validar la metodología empleada la cual para este estudio comenzó con los dimensionamientos de los equipos. La cantidad de paneles requerida para las distintas capacidades del rango analizado también presenta concordancia con centrales fotovoltaicas de este tipo ya en operación, sin embargo este valor depende del tipo de panel, si presenta seguimiento o no y la radiación solar considerada.

- El escalamiento costo-capacidad para centrales fotovoltaicas generó un factor de escala de $\alpha = 0,9096$ con un coeficiente de correlación de $R^2 = 0,9993$. Este valor si bien no representa una economía de escala considerable se encuentra dentro de lo esperado. Como se mencionó previamente, la economía de escala en una central fotovoltaica no depende de los costos principales asociados a ella, sino que más bien por costos secundarios como lo son el BOS y costos indirectos que pueden descender a medida aumenta la capacidad. Los costos referentes a módulos solares e inversores de corriente aumentan linealmente con la capacidad debido a que al requerir mayor capacidad nominal se requiere de mayor generación de energía, y por tanto más paneles solares (aumento del campo solar y el área de emplazamiento) y mayor cantidad de inversores (aumenta el número de huertas solares). Esto genera que el factor de escala sea más elevado y explica el valor obtenido en el escalamiento.
- Otro aspecto a destacar se da en el descenso de costos respecto de la capacidad instalada, este comportamiento como se ve en la Figura 6.1 es un descenso lineal y presenta un leve quiebre alrededor de los 50 [MW]. A pesar de este cambio el comportamiento de costos no se altera de manera considerable y se mantiene en un rango acotado de valores. Esto se encuentra acorde con lo mencionado previamente sobre los costos secundarios de la central fotovoltaica, los cuales son los responsables de las economías de escala y descenso de costos de generación.

Central Solar Térmica

- Los costos presentados por la central solar térmica son indudablemente más altos que los observados en la central fotovoltaica, sin embargo, este comportamiento era el esperado. La tecnología involucrada con una central de estas características es una tecnología que aún se encuentra en desarrollo y cuenta con poca experiencia de desarrollo (La primera central CSP data de 1984 y no contaba con sistema de almacenamiento térmico) [37]. Por otro lado, se tienen pocos proveedores de ciertos componentes esenciales para el funcionamiento de la central, como lo son los tubos colectores que cuentan solamente con dos proveedores (Schott y Siemens). Los colectores parabólicos se encuentran en estado de constante desarrollo y se sigue trabajando para mejorar los diseños actuales, la gama de colectores actuales con más utilización en centrales operativas corresponde a los siguientes modelos; Solargenix (SGX), EuroTrough, SENERtrough, Colector ENEA y ASTRO. [38] Esto genera poca inserción en el mercado debido a la poca oferta que se tiene, por ende también los costos son más altos. Se espera que esta tecnología pase por un proceso similar al que ocurrió con los paneles solares y sus costos descendan a medida se incorporen nuevos fabricantes y nuevos modelos a la gama actual. Estudios realizados sobre la evolución de costos para centrales CSP estiman una curva de aprendizaje (Learning Rate) de 16% para el campo solar en los próximos años. (Los colectores parabólicos tienen los costos más elevados del campo solar)

- Respecto de las condiciones de operación de la central, el hecho de utilizar aceite térmico Therminol VP-1 restringe la temperatura del vapor al ingreso a la turbina ya que este se comienza a degradar a temperaturas superiores a los $400\text{ }^{\circ}\text{C}$, esto afecta directamente la eficiencia del ciclo y provoca que se necesite mayores flujos másicos para cumplir con las capacidades requeridas. Bajo este criterio, sobre ciertas capacidades es pertinente pensar en la instalación de la central pero de capacidades menores para evitar los altos flujos másicos o bien, en otro tipo de central solar (de Torre Central por ejemplo) que permita mayor temperatura de ingreso del vapor y así aumentar la eficiencia del ciclo, esta decisión requiere de un análisis de mayor profundidad debido a las diferencias en cuanto a tecnología que presenta una planta de Torre Central respecto de una de Colectores Parabólicos.
- Otro resultado interesante para analizar corresponde al comportamiento obtenido para el sistema de almacenamiento. Debido a que se mantuvo constante la cantidad de horas de almacenamiento, y debido a razones constructivas el diámetro y altura de los tanques tienen valores máximos se optó por sistemas de tanques en paralelo para cumplir los requerimientos de la planta. Esto generó cinco rangos de capacidades, cada rango relativo a una configuración de tanques en paralelo. Luego, para cada rango se realizó el escalamiento costo-capacidad en donde se obtuvieron cinco factores de escala para cada caso, resultados mostrados en la Tabla 6.5. La tendencia indicó que el factor de escala aumenta a medida crece el sistema de almacenamiento térmico, sin embargo, el crecimiento no es lineal. La explicación detrás de estos cinco factores de escala, radica en que usualmente la variable que determina las economías de escala para un sistema de tanques de almacenamiento térmico son las horas de almacenamiento, en este caso dicha variable se mantuvo constante, por ende se modificó el comportamiento que se esperaba. Aún así, los valores calculados son consistentes con la metodología empleada y efectivamente muestra que para cada rango existen reducciones de costos a medida se aumenta la capacidad de almacenamiento.
- El comportamiento de costos exhibido en la Figura 6.11 muestra claramente como estos descienden a medida se aumenta la capacidad instalada de la central, para el caso de la central térmica el descenso no es lineal sino que más bien se puede aproximar como una curva inversamente proporcional. El valor máximo obtenido es de $10.975,73\text{ [US\$/kW]}$ y un mínimo de $4546,8\text{ [US\$/kW]}$, mientras que el promedio fue de $5471,74\text{ [US\$/kW]}$. El reporte citado de NREL acerca de los últimos costos para centrales CSP señala costos de instalación de $5628\text{ [US\$/kW]}$ para una central de 115 [MW] de capacidad neta y un sistema de almacenamiento de 6 horas. Los costos observados se encuentran en un rango razonable considerando los costos que tienen en la actualidad, los márgenes de error que se tengan en esta estimación se pueden explicar debido al proceso de costeo en el cual se incurrió en ciertos porcentajes de error. La utilización de estimadores de costos genera un grado de incertidumbre debido a que no se realiza un diseño completo del equipo y eso explica las variaciones resultantes. Por otro lado, ciertos elementos no representaban un costo significativo respecto del total por lo que se adicionaron como factores al total de costos, esto también propicia inexactitud para algunos resultados. A pesar de los aspectos mencionados se justifica la estimación realizada, esta puede ajustarse y disminuir la incertidumbre mediante un proceso de diseño de mayor profundidad y mayor detalle. Evidentemente, esto implica un proceso más lento y escapa de los

alcances de este estudio.

- El escalamiento costo-capacidad para este tipo de central CSP presenta un factor de escala de $\alpha = 0,7378$ con un coeficiente de correlación $R^2 = 0,9916$, indicando que efectivamente hay economías de escala para este tipo de centrales solares y el factor de escala calculado es levemente mayor a los factores de escala que se suelen considerar para el bloque de potencia. Este valor justifica el estudio de comportamiento de costos para centrales solares térmicas y además proporciona un valor empírico que permite estimar el costo de central completa a partir de un costo base y dos capacidades nominales en el rango [10-150][MW]. El escalamiento desarrollado se puede extrapolar a rangos de capacidad mayores tomando las consideraciones pertinentes que implica expandir dicho rango.

Capítulo 8

Conclusión

Respecto de los resultados obtenidos y metodología empleada se puede concluir lo siguiente:

- Se costearon los principales equipos y componentes de cada central mediante estimaciones y valores utilizados en reportes internacionales. Para la central fotovoltaica queda en evidencia que los módulos solares son el principal aporte a los costos totales de la central, representando más de un 50 %. Si bien, la reducción de precios en esta tecnología es importante, la mejora en la eficiencia de los módulos y lugares geográficos con buena radiación solar pueden disminuir aún más los costos de planta completa y mejorar la rentabilidad de esta tecnología.
- A su vez, para la central CSP se obtuvieron escalamientos para el sistema de almacenamiento para 5 rangos distintos de capacidades y para elementos del bloque de potencia. Las posibles reducciones de costos se pueden dar en el sistema de almacenamiento, disminuir las horas de almacenamiento es la alternativa más directa, e incluso podrían obtenerse leyes de escalamiento distintas si las horas de almacenaje se consideran variable para el análisis. Se debe notar también que la utilización de aceite térmico limita la temperatura del vapor y por tanto se incurre en flujos máxicos muy elevados, esto genera mayores costos en elementos como piping, bombas y en el mismo almacenamiento energético. Es por ello que es apropiado pensar en otro tipo de soluciones para capacidades nominales altas, de manera de aumentar la temperatura de vapor y disminuir los flujos de vapor y HTF.
- La metodología utilizada se justifica a través de los resultados expuestos previamente, en lo que respecta a las centrales solares fotovoltaicas se obtuvo un valor promedio de generación de 1008 [$US\$/kW$] por concepto de planta completa. Tal como se vió en la sección pasada este valor es cercano a los valores usados en la bibliografía internacional y presenta márgenes de error bajos. Por otro lado, para la central CSP de colectores parabólicos se obtuvo un valor promedio de generación de 5471,74 [$US\$/kW$], también encontrándose dentro de un rango aceptable para los últimos costos evidenciados en este tipo de centrales.

- Ambos escalamientos presentan quiebres o cambios en cuanto a su comportamiento. En el caso de la central CSP, dichos quiebres reflejan la adición de tanques (Frío y Caliente) al sistema de almacenamiento y un aumento brusco en cuanto a los costos generales de la planta. Este efecto es amortiguado por las economías de escala que se presentan en los distintos equipos y componentes de la central pero es un buen indicador para decidir la configuración del sistema de almacenamiento. Los costos para la central fotovoltaica también presentan un cambio repentino, pero en este caso es un descenso en los costos, aproximadamente en los 50 [MW] de capacidad instalada. Esto se explica producto de escalamientos en elementos secundarios como lo son el BOS, costos asociados a Ingeniería y Construcción, y las estructuras de los módulos.
- Las leyes de escalamiento encontradas si bien son versátiles en su uso, se deben tomar precauciones para evitar estimaciones no válidas. Ambas centrales se dimensionaron a partir de datos de irradiación solar referente al emplazamiento geográfico escogido, por lo que los dimensionamientos del campo solar (Cantidad de paneles para el caso fotovoltaico y cantidad de colectores para el caso de central CSP) están directamente relacionados con dichos resultados. Sectores con menor irradiación implicarían necesariamente campos solares mayores a los obtenidos en este estudio, por lo que para utilizar las leyes de escalamiento calculadas se debe tomar dicha consideración para los costos asociados al campo solar.
- Otro aspecto a considerar en el caso de una central CSP es el sistema de almacenamiento térmico. En el presente estudio se analizó un sistema de almacenamiento de 12 horas para todas las capacidades del rango estudiado, por lo que costos asociados al sistema de almacenamiento se basan en un dimensionamiento de 12 horas. Como se observó, esta decisión implicó que se opte por sistemas de tanques en paralelo para mayores capacidades, esto generó quiebres en los costos cada cierto rango de capacidades (aproximadamente cada 30 [MW] se debe aumentar el número de tanques) por lo que el escalamiento se torna aún más específico a la situación mencionada. Desde el punto de vista de la irradiación del lugar, un emplazamiento con menores valores de irradiación implicará que será más difícil abastecer al sistema de almacenamiento y por lo tanto se requerirá de mayor campo solar, y por ende, mayores costos asociados a este componente y probablemente un sistema de almacenamiento de menos horas.

- En vista de los comportamientos de costos observados se pueden esbozar ciertas recomendaciones para la zona geográfica estudiada. Para una central CSP, si se considera la Figura 6.11 se puede ver que los costos a partir de una capacidad de 70 [MW] aproximadamente ya no presentan mayores variaciones conforme aumenta la capacidad instalada. Por lo que es posible decir que esta es una capacidad para diseñar y construir una central de estas características en el norte de Chile, pensando en una posterior evaluación económica y en la rentabilidad que se puede obtener. Para una central fotovoltaica el comportamiento de costos solo presenta un quiebre notorio que se da alrededor de los 50 [MW], luego los costos siguen un descenso lineal con poca variación por lo que no es claro que capacidad sería la óptima para un posterior análisis de rentabilidad. A pesar de ello, a partir de los 100 [MW] se puede considerar una buena recomendación para una posible instalación.
- Se destaca, además, la importancia de realizar este tipo de estudios para el fomento de este tipo de energías y conocer los comportamientos de costos actuales y las predicciones a futuro, para así disminuir las barreras de entrada de la tecnología. Se destaca también, que un proceso más detallado en el diseño y dimensionamiento de componentes llevará a resultados más precisos en los costos y más representativos de la localidad escogida. La ingeniería de detalle, sin embargo, es un proceso largo y por ende las estimaciones de costos no son rápidas por lo que llevar a cabo estudios como el presentado otorga la posibilidad de decidir si es recomendable la inversión o no para un rango de capacidades determinado.
- Finalmente, se debe mencionar que los costos presentados en este estudio y los revisados bibliográficamente, son costos directamente relacionados con la localización, tipo de tecnología y configuración misma de la planta por lo que se torna difícil compararlos sin incurrir en imprecisiones. A pesar de esto, y considerando que las estimaciones de costos a través del método empleado suelen tener una precisión de un $\pm 30\%$, se obtienen costos totales y de generación muy cercanos a los últimos reportes de costos para ambas tecnologías y son valores representativos de la actualidad.

Bibliografía

- [1] ASTE, F. (6 de junio de 2017) *¿En qué consiste el Acuerdo de París?*. La Tercera.
- [2] DIARIO OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE CHILE *Ley 20.698*, Gobierno de Chile, Chile, 2013
- [3] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA *Reporte Mensual ERNC Noviembre 2018*, Chile, 2018
- [4] SOTERIS A. KALOGIROU *Solar Energy Engineering*, Chapter 9, Photovoltaic Systems, EEUU, 2014
- [5] RENOVETEC.COM *Renovetec*, 2018, [En línea]. Disponible: www.renovetec.com [Último acceso: 5 diciembre 2018].
- [6] J. HERNÁNDEZ-MORO ET AL., *Analytical model for solar PV and CSP electricity: present LCOE values and their future evolution.*, España, 2012
- [7] IRENA *Renewable energy technologies:cost analysis series, Volume 1: Power Sector, Solar Photovoltaics*, IRENA,2012
- [8] SOTERIS A. KALOGIROU *Solar Energy Engineering*, Chapter 10,Solar Thermal Power Systems, EEUU, 2014
- [9] BAUER,T. *Overview of Molten Salts Storage Systems and Material Development for Solar Thermal Power Plants.*,Alemania
- [10] IRENA *Renewable energy technologies:cost analysis series, Volume 1: Power Sector, Concentrating Solar Power*, IRENA,2012
- [11] MING, L., BELL, S., ET AL. *Review on concentrating solar power plants and new developments in high temperature thermal energy storage technologies*,EEUU, 2015
- [12] APPSOL.CL *Appsol*, 2018, [En línea]. Disponible: www.Appsol.cl [Último acceso: 5 diciembre 2018].
- [13] D.H. PHUNG *Theory and Evidence for Using the Economy of Scale Law in Power Plants Economics.*, EEUU, 1987

- [14] SMITH, ROBIN *Chemical Process Design and Integration*, Chapter 2, Process Economics, University of Manchester, 2005.
- [15] CHEMICAL ENGINEERING MAGAZINE *Plant Cost Indexes*, EEUU, 2018.
- [16] WERNER J., PLATZER DINTER, FRANK *A Learning Curve for Solar Thermal Power*, Alemania, 2015.
- [17] F, RAN FELDMAN, DAVID MARGOLIS, ROBERT *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018*, NREL, Octubre, 2018.
- [18] RELLOSO, SERGIO DELGADO, EMILIO *Experience with molten salt thermal storage in a commercial parabolic trough plant. Andasol I commissioning and operation.*, España, SENER Ingeniería y Sistemas S.A., 2009.
- [19] LÜPFERT, ECKHARD *Towards standard performance analysis for parabolic trough collector*. Oxaca: México, SolarPaces Conference Proceedings , 2004
- [20] CHANDÍA, EDUARDO. (2012). *Diseño y Análisis Técnico-Económico de una Central Termosolar Eléctrica con Almacenamiento Térmico en el norte de Chile*. (Tesis de Grado). Universidad de Chile, Santiago, Chile.
- [21] KOPP, JOSEPH. *Two Tank Indirect Thermal Storage Designs for Solar Parabolic Trough Power Plants.*, University of Nevada, Las Vegas, 2009.
- [22] PRICE, HENRY. *A Parabolic Trough Solar Power Plant Simulation Model.*, Hawaii: NREL, 2003.
- [23] KAKAC, S. *Boilers, Evaporators and Condensers.*, Hemisphere Publishing, 1991.
- [24] SCHLIPF, DOMINIK STEPPER, ROBIN SCHNEIDER, GÜNTER. *CSP Storage Technology- State of the Art*, GIZ, Alemania, 2014.
- [25] IGLESIAS FERNÁNDEZ, DAVID. *Estudio Numérico del Flujo de Sales Fundidas en un Receptor Central de Torre mediante FLUENT*. (Tesis de Pregrado). Universidad Carlos III de Madrid, Madrid, España.
- [26] STARKE, ALLAN R. CARDEMIL, JOSÉ M. ESCOBAR, RODRIGO. *Assesing the performance of Hybrid CSP+PV Plants in Northern Chile.*, Chile, 2016.
- [27] ZURITA, ADRIANA. MATA-TORRES, CARLOS. ET AL *Techno-Economic Analysis of a Hybrid CSP+PV Plant Integrated with TES and BESS in Northern Chile.*, AIP Conference Proceedings 2033, Noviembre, 2018.
- [28] TURCHI, CRAIG S. ET AL. *CSP System Analysis- Final Project Report*, NREL, Mayo, 2019.
- [29] CÁCERES, GUSTAVO. *Estudio de Prefactibilidad para el Desarrollo del Litio como Elemento de Transporte y Almacenamiento Térmico de la Energía Solar*, Inersus Ingeniería

SPA, Junio, 2015.

- [30] PETERS, MAX S. TIMMERHAUS, KLAUS D. WEST, RONALD E. *Plant Design and Economics for Chemical Engineers*, <http://www.mhhe.com/engcs/chemical/peters/data/>
- [31] LARRAÍN, DIEGO. *Desarrollo de un Sistema de Almacenamiento Térmico para la Central Termosolar Astexol II*. (Tesis de Grado). Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Mina y Energía, Universidad Politécnica de Madrid, España, 2015.
- [32] ESTELA, 2016 *The Value of Solar Thermal Electricity: Cost Vs. Value Approach*, 2016. <http://www.estelasolar.org/Docs/2016-ESTELA-STE-CSP-Value-Final.pdf>
- [33] RABITI, C. EPINEY, A. ET AL. *Status Report on Modeling and Simulation Capabilities for Nuclear-Renewable Hybrid Energy Systems.*, Idaho National Laboratory, EEUU, Septiembre, 2017.
- [34] MATCHES *Process Equipment Cost Estimates*. [En línea]. Disponible: <https://www.matche.com/equipcost/Default.html> [Último acceso: Julio 2019]
- [35] TURCHI, CRAIG. *Parabolic Trough Reference Plant for Cost Modelling with the Solar Advisor Model (SAM)*., NREL, 2010.
- [36] FRAUNHOFER ISE. *Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies.*, Marzo, 2018
- [37] BAHAROON, D. ET AL. *Historical Development of Concentrating Solar Power Technologies.*, Malasia, 2014.
- [38] WEINREBE, GERHARD VON REEKEN, FINN ET AL. *Calor y Energía Termosolar-Tecnología de Colector Cilindro Parabólico para Chile.*, GIZ, 2014.
- [39] ARAVENA, CARLOS. *Análisis de la Operación Interconectada de Centrales Eléctricas en base a Tecnología Fotovoltaica*. (Memoria de Grado), Universidad de Chile, Santiago, Junio, 2012.
- [40] CENGEL, YUNUS A. *Transferencia de Calor y Masa, un enfoque práctico*
- [41] KELLY, B. *Nexant Parabolic Trough Solar Power Plant Systems Analysis*. [En línea] 2005. Disponible: <http://large.stanford.edu/publications/power/references/troughnet/powerplant/docs/40164.pdf>. [Último acceso: Septiembre 2019].
- [42] NREL *Concentrated Solar Power Projects* [En línea] <https://solarpaces.nrel.gov/by-technology/parabolic-trough> [Último acceso: Septiembre 2019].
- [43] LARCHET, K. *Solar PV-CSP Hybridisation for Baseload Generation* KTH School of Industrial Engineering and Management, Stockholm, 2015.

Apéndice A

Código utilizado en EES para cálculo de estados termodinámicos y dimensionamientos.

```
T_0= 380 [°C]           "Ingreso Turbina Alta Presión"  
P_0= 93 [bar]  
  
h_0=Enthalpy(Steam;T=T_0;P=P_0)  
s_0=Entropy(Steam;T=T_0;P=P_0)  
  
P_1=23 [bar]           "Recalentamiento"  
s_1=s_0  
h_1s=Enthalpy(Steam;s=s_1;P=P_1)  
T_1s=Temperature(Steam;P=P_1;h=h_1s)  
x_o=Quality(Steam;T=T_1;h=h_1)  
h_1=h_0-0,8*(h_0-h_1s)  
T_1=Temperature(Steam;P=P_1;h=h_1)  
s_1r=Entropy(Steam;T=T_1;P=P_1)  
  
P_2=P_1                 "Ingreso Turbina Baja Presión"  
T_2=T_0  
h_2=Enthalpy(Steam;T=T_2;P=P_2)  
s_2=Entropy(Steam;T=T_2;P=P_2)  
  
P_3=0,06 [bar]         "Salida Turbina Baja Presión-Entrada Condensador"  
s_3=s_2  
h_3s=Enthalpy(Steam;s=s_3;P=P_3)  
h_3=h_2-0,8*(h_2-h_3s)  
W=(h_0-h_1)+(h_2-h_3)   "Trabajo de la Turbina"  
T_3s=Temperature(Steam;P=P_3;h=h_3s)  
x_f=Quality(Steam;T=T_3;h=h_3)  
T_3=Temperature(Steam;P=P_3;h=h_3)  
s_3r=1,1455+x_f*6,3872
```

"Sobrecalentador"

T_in_htf=393 [°C]

T_in_v=307,98 [°C]

T_out_v=380 [°C]

P_v=96 [bar]

m_dot_v=46,21072 [kg/s]

c_p_htf=Cp(Therminol_VP1; T=T_in_htf)

cp_v=Cp(Steam; T=T_out_v; P=P_v)

m_dot_htf= 1338,56 [kg/s]

T_out_htf=T_in_htf-((m_dot_v*cp_v)/(m_dot_htf*c_p_htf))

h_in_sobrecalentador=Enthalpy(Steam; T=T_in_v; P=P_v)

h_out_sobrecalentador=Enthalpy(Steam; T=T_out_v; P=P_v)

Q_dot_sobrecalentador=(m_dot_v*(h_out_sobrecalentador-h_in_sobrecalentador))/1000 "[MW]"

s_s1=Entropy(Steam; T=T_in_v; P=P_v)

s_s2=Entropy(Steam; T=T_out_v; P=P_0)

"Evaporador"

T_in_htf2=T_out_htf

DELTAh_vap=Enthalpy_vaporization(Steam; T=T_in_v)

c_p_htf2=Cp(Therminol_VP1; T=T_in_htf2)

T_out_htf2=T_in_htf2-((m_dot_v*cp_v2)/(m_dot_htf*c_p_htf2))

cp_v2=Cp(Water; T=T_in_v; P=P_v)

Q_dot_evaporador=(m_dot_v*DELTAh_vap)/1000 "[MW]"

s_e=5,64 [kJ/kg*K]

"Precalentador"

T_in_v1= 174 [°C]

T_out_v1=T_in_v

h_in_precalentador=Enthalpy(Water; T=T_in_v1; P=P_v)

h_out_precalentador=Enthalpy(Water; T=T_out_v1; P=P_v)

Q_dot_precalentador=(m_dot_v*(h_out_precalentador-h_in_precalentador))/1000 "[MW]"

T_in_htf3= T_out_htf2

T_out_htf3= T_in_htf3-((m_dot_v*cp_v3)/(m_dot_htf*c_p_htf3))

cp_v3=Cp(Water; T=(T_in_v1+T_out_v1)/2; P=P_v)

c_p_htf3=Cp(Therminol_VP1; T=T_in_htf3)

s_p1=Entropy(Water; T=T_in_v1; P=P_v)

s_p2=Entropy(Water; T=T_out_v1; P=P_v)

"Diferencia de Temperaturas Logarítmicas"

$$\text{DELTA}_{1s} = T_{in_htf} - T_{out_v}$$

$$\text{DELTA}_{2s} = T_{out_htf} - T_{in_v}$$

$$\text{DELTA}_{Lms} = (\text{DELTA}_{2s} - \text{DELTA}_{1s}) / \ln(\text{DELTA}_{2s} / \text{DELTA}_{1s})$$

$$\text{DELTA}_{1e} = T_{in_htf2} - T_{in_v}$$

$$\text{DELTA}_{2e} = T_{out_htf2} - T_{in_v}$$

$$\text{DELTA}_{Lme} = (\text{DELTA}_{2e} - \text{DELTA}_{1e}) / \ln(\text{DELTA}_{2e} / \text{DELTA}_{1e})$$

$$\text{DELTA}_{1p} = T_{in_htf3} - T_{out_v1}$$

$$\text{DELTA}_{2p} = T_{out_htf3} - T_{in_v1}$$

$$\text{DELTA}_{Lmp} = (\text{DELTA}_{2p} - \text{DELTA}_{1p}) / \ln(\text{DELTA}_{2p} / \text{DELTA}_{1p})$$

"Área de Transferencia de Calor"

$$U = 1428 \text{ [W/m}^2\text{K]}$$

$$A_{\text{sobrecalentador}} = (Q_{\text{dot_sobrecalentador}} / (U * \text{DELTA}_{Lms})) * 1000000$$

$$A_{\text{evaporador}} = (Q_{\text{dot_evaporador}} / (U * \text{DELTA}_{Lme})) * 1000000$$

$$A_{\text{precalentador}} = (Q_{\text{dot_precalentador}} / (U * \text{DELTA}_{Lmp})) * 1000000$$

"Recalentador"

$$T_{in_r} = T_1$$

$$T_{out_r} = T_0$$

$$T_{in_htfr} = T_{in_htf}$$

$$m_{\text{dot_r}} = 0,17 * m_{\text{dot_htf}}$$

$$c_{p_htfr} = Cp(\text{Therminol_VP1}; T = T_{in_htf})$$

$$h_{in_r} = \text{Enthalpy}(\text{Steam}; T = T_{in_r}; P = P_1)$$

$$h_{out_r} = \text{Enthalpy}(\text{Steam}; T = T_{out_r}; P = P_1)$$

$$c_{p_r} = Cp(\text{Steam}; T = T_{in_r}; P = P_1)$$

$$T_{out_htfr} = -(m_{\text{dot_v}} * c_{p_r}) / (m_{\text{dot_r}} * c_{p_htfr}) + T_{in_htfr}$$

"Condensador"

$$h_{ec} = h_3$$

$$h_{sc} = 151,5 \text{ [kJ/kg K]}$$

$$T_c = T_3$$

$$P_c = \text{Pressure}(\text{Water}; T = T_c; h = h_{sc})$$

$$s_{sc} = \text{Entropy}(\text{Water}; T = T_c; h = h_{sc})$$

"Bombas"

$$T_b = T_{in_v1}$$

$$P_b = 6 \text{ [bar]}$$

$$s_b = \text{Entropy}(\text{Water}; T = T_b; P = P_b)$$

$$\rho_w = 997 \text{ [kg/m}^3\text{]}$$

$$h_{bs} = (P_b - P_c) * 100 / \rho_w + h_{sc}$$

$$h_b = h_{sc} + (h_{bs} - h_{sc}) / 0,85$$

Apéndice B

Tablas de Excel para cálculos de modelo de radiación absorbida. (Central Fotovoltaica)

Ángulo Solar de Latitud	Sen(α)	α (radianes)	α (grados)	ϕ (grados)
Enero	0.99	1.43	81.96	8.04
Febrero	0.98	1.35	77.53	12.47
Marzo	0.93	1.19	68.34	21.66
Abril	0.84	1.00	57.07	32.93
Mayo	0.74	0.84	47.93	42.07
Junio	0.69	0.76	43.72	46.28
Julio	0.71	0.80	45.59	44.41
Agosto	0.80	0.93	53.15	36.85
Septiembre	0.90	1.12	63.97	26.03
Octubre	0.96	1.31	74.78	15.22
Noviembre	0.99	1.42	81.30	8.70
Diciembre	0.99	1.43	82.14	7.86

Tabla B.1

Ángulo Solar Azimutal					
	Sen(z)	z (grados)	Cos(h)	tg(δ)/tg(L)	Z (grados)
Enero	0.99	80.63	0.99	-2.56	80.63
Febrero	0.67	41.83	0.99	-1.54	41.83
Marzo	0.40	23.58	0.99	-0.28	23.58
Abril	0.27	15.56	0.99	1.11	164.44
Mayo	0.21	12.05	0.99	2.28	167.95
Junio	0.19	10.84	0.99	2.85	169.16
Julio	0.20	11.36	0.99	2.59	168.64
Agosto	0.24	13.87	0.99	1.60	166.13
Septiembre	0.34	19.67	0.99	0.26	19.67
Octubre	0.56	33.73	0.99	-1.13	33.73
Noviembre	0.92	67.55	0.99	-2.29	67.55
Diciembre	0.99	83.98	0.99	-2.85	83.98

Tabla B.2

Ángulo de Incidencia (Radiación Difusa)	
Mes	Θ_{ed}
Enero	59.50
Febrero	58.51
Marzo	57.50
Abril	56.77
Mayo	56.50
Junio	56.46
Julio	56.47
Agosto	56.62
Septiembre	57.17
Octubre	58.15
Noviembre	59.23
Diciembre	59.57

Tabla B.3

Ángulo de Incidencia (Radiación Reflejada)	
Mes	Θ_{eg}
Enero	89.24
Febrero	84.82
Marzo	79.50
Abril	74.25
Mayo	70.64
Junio	69.15
Julio	69.80
Agosto	72.64
Septiembre	77.35
Octubre	83.06
Noviembre	88.09
Diciembre	89.52

Tabla B.4

Ángulo de Incidencia (Radiación Directa)			
Mes	$\text{Cos}(\Theta)^2$	Sqrt ()	Θ (grados)
Enero	0.999	1.000	1.305
Febrero	0.974	0.987	9.263
Marzo	0.886	0.941	19.775
Abril	0.726	0.852	31.581
Mayo	0.571	0.755	40.938
Junio	0.496	0.704	45.225
Julio	0.529	0.728	43.321
Agosto	0.661	0.813	35.612
Septiembre	0.829	0.911	24.406
Octubre	0.952	0.976	12.607
Noviembre	0.997	0.998	3.312
Diciembre	1.000	1.000	0.821

Tabla B.5

Radiación Absorbida por el Panel [W/m ²]				
Mes	Directa	Difusa	Reflejada	S
Enero	929.93	85.94	9.45	917.69
Febrero	981.17	72.28	9.31	915.28
Marzo	1017.91	57.98	8.84	999.85
Abril	978.95	56.10	7.84	972.98
Mayo	945.75	42.89	6.95	897.65
Junio	902.34	41.65	6.39	866.65
Julio	907.54	43.75	6.56	892.73
Agosto	969.21	46.57	7.48	936.19
Septiembre	1021.19	54.45	8.59	1014.53
Octubre	1026.30	63.71	9.40	1016.35
Noviembre	1015.14	61.40	9.87	944.98
Diciembre	949.84	76.74	9.70	947.54

Tabla B.6

Apéndice C

Ficha técnica inversor Sunny Central
3000-EV SMA.

SUNNY CENTRAL 1500 V

Datos técnicos	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Entrada (CC)			
Rango de tensión del MPP V_{CC} (a 25 °C / a 35 °C / a 50 °C)	850 V a 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V a 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V a 1425 V / 1200 V / 1200 V
Tensión de entrada mín. $V_{CC, \text{mín}}$ / tensión de arranque $V_{CC, \text{arranque}}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Tensión de entrada máx. $V_{CC, \text{máx}}$	1500 V	1500 V	1500 V
Corriente de entrada máx. $I_{CC, \text{máx}}$ (a 35 °C / a 50 °C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Corriente de cortocircuito máx.	6400 A	6400 A	6400 A
Número de entradas de CC	24 protegidos por dos polos (32 protegidos por un polo) para entradas fotovoltaicas		
Número de entradas de CC con la opción de acoplamiento de CC para baterías	18 protegidos por dos polos (32 protegidos por un polo) para entradas fotovoltaicas y 6 protegidos por dos polos para baterías		
Número máx. de cables de CC por entrada de CC (para cada polaridad)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²		
Monitorización de zona integrada	○		
Tamaños de fusible de CC disponibles (por entrada)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Salida (CA)			
Potencia nominal de CA con $\cos \varphi = 1$ (a 35 °C / a 50 °C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Potencia nominal de CA con $\cos \varphi = 0,8$ (a 35 °C / a 50 °C)	2000 kW / 1880 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Corriente nominal de CA $I_{CA, \text{nom}}$ = Corriente máx. de salida $I_{CA, \text{máx}}$	2624 A	2646 A	2646 A
Coefficiente de distorsión máx.	< 3 % a potencia nominal	< 3 % a potencia nominal	< 3 % a potencia nominal
Tensión nominal de CA/rango de tensión nominal de CA ^{[1][9]}	550 V / 440 V a 660 V	600 V / 480 V a 690 V	655 V / 524 V a 721 V ^[1]
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz/47 Hz a 53 Hz 60 Hz/57 Hz a 63 Hz		
Relación mín. de cortocircuito en los bornes de CA ^[10]	> 2		
Factor de potencia a potencia asignada/factor de desfase ajustable ^[11]	● 1 / 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo ○ 1 / 0,0 inductivo a 0,0 capacitivo		
Rendimiento			
Rendimiento máx. ^[2] /rendimiento europeo ^[2] /rendimiento californiano ^[1]	98,6 % / 98,3 % / 98,0 %	98,7 % / 98,5 % / 98,5 %	98,8 % / 98,6 % / 98,5 %

Tabla C.1

Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	Interruptor-seccionador de CC
Punto de desconexión en el lado de salida	Interruptor de potencia de CA
Protección contra sobretensión de CC	Descargador de sobretensión, tipo I
Protección contra sobretensión de CA (opcional)	Descargador de sobretensión, clase I
Protección contra rayos (según IEC 62305-1)	Tipo de protección contra rayos III
Monitorización de fallo a tierra/de fallo a tierra por control remoto	○ / ○
Monitorización de aislamiento	○
Tipo de protección: electrónica/conducto de aire/área de conexión (según IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34
Datos generales	
Dimensiones (ancho/altura/fondo)	2780 / 2318 / 1588 mm (109,4 / 91,3 / 62,5 in)
Peso	< 3400 kg / < 7496 lb
Autoconsumo (máx. ⁴ / carga parcial ⁵ / promedio ⁶)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W
Autoconsumo (en espera)	< 370 W
Alimentación auxiliar interna	Transformador integrado de 8,4 kVA
Rango de temperatura de servicio ⁸	-25 °C a 60 °C / -13 °F a 140 °F
Emisiones de ruido ⁷	67,8 dB(A)
Rango de temperatura (en espera)	-40 °C a 60 °C / -40 °F a 140 °F
Rango de temperatura (almacenamiento)	-40 °C a 70 °C / -40 °F a 158 °F
Valor máximo permitido para la humedad relativa (con condensación/sin cond.)	95 % a 100 % (2 meses/año) / 0 % a 95 %
Altitud de funcionamiento máxima sobre el nivel del mar ¹ 1000 m / 2000 m	● / ○ / ○ (anterior reducción de potencia en función de la temperatura)
Consumo de aire fresco	6500 m ³ /h
Equipamiento	
Conexión de CC	Terminal de cable en cada entrada (sin fusible)
Conexión de CA	Con sistema de barra (tres barras colectoras, una por cada conductor de fase)
Comunicación	Ethernet, maestro Modbus, esclavo Modbus
Comunicación del SMA String-Monitor (medio de transmisión)	Modbus TCP / ethernet (fibra óptica MM, Cat-5)
Color de la carcasa/del techo	RAL 9016 / RAL 7004
Transformador de alimentación para equipos consumidores externos	○ (2,5 kVA)
Cumple con las normas y directivas	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, Arrêté du 23/04/08
Normas CEM	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-6-4, IEC/EN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Parte 15 Clase A
Cumple con las normas y directivas de calidad	VDI/VDE 2862 página 2, DIN EN ISO 9001
● De serie ○ Opcional	
Modelo comercial	SC-2500-EV-10 SC-2750-EV-10 SC-3000-EV-10
1) La potencia nominal CA se reduce con el mismo ratio que la tensión nominal CA	8) Los valores se aplican solo a inversores. Los valores admisibles de soluciones de media tensión de SMA se especifican en las fichas de datos correspondientes.
2) Rendimiento medido sin autoalimentación	9) Rango de tensión de CA solo se puede ampliar para redes de 50 Hz / 753 V (la opción "Autoalimentación: externa" deberá seleccionarse, la opción "Alimentación adicional externa" no se puede combinar).
3) Rendimiento medido con autoalimentación	10) Una relación cortocircuito < 2 tiene que ser autorizada aparte de SMA
4) Autoconsumo en funcionamiento nominal	11) Según la tensión de entrada
5) Autoconsumo con < 75 % Pn a 25 °C	
6) Autoconsumo promediado desde el 5 % hasta el 100 % Pn a 35 °C	
7) Nivel de presión sonora a 10 m de distancia	

Tabla C.2