



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA Y
BIOTECNOLOGÍA**

**ESTADO DEL ARTE Y EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA GENERACIÓN
TERMOSOLAR DE ELECTRICIDAD**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL QUÍMICO

VERÓNICA MARÍA MARTÍNEZ SAPERAS

**PROFESOR GUÍA:
LEANDRO HERRERA ZEPOLLIN**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN
FRANCISCO GRACIA CAROCA
JOSE HERNANDEZ PAVEZ
FERNANDO PUCHI THIELE**

**SANTIAGO DE CHILE
AGOSTO, 2007**

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TITULO DE
INGENIERO CIVIL QUIMICO
POR: VERONICA MARTINEZ S.
FECHA: 24 DE AGOSTO DE 2007
PROF. GUIA: Sr. LEANDRO HERRERA

“ESTADO DEL ARTE Y EVALUACION TECNICA DE LA GENERACION TERMOSOLAR DE ELECTRICIDAD”

La aplicación directa de la energía solar para la generación de electricidad se puede realizar a través de sistemas de concentración termal, compuestos por tres sub-sistemas; un colector y concentrador de energía radiante, un receptor de ésta que la transforma en energía térmica y un sistema de conversión de potencia, que genera electricidad. El objetivo principal del trabajo fue el de aportar elementos cuantitativos para futuros diseños de este tipo de sistemas en Chile, al realizar un estado del arte de la tecnología y una evaluación técnica de una planta de generación termosolar de electricidad, además de la estimación de la inversión que ésta requiere.

Existen diversos sistemas termosolares de concentración, que se clasifican de acuerdo al seguimiento solar que realizan, o la temperatura que alcanzan en su concentración. Dentro de los sistemas de seguimiento solar en un eje y de temperatura media (~400°C), están los colectores cilindro-parabólicos, los reflectores lineales Fresnel y los reflectores lineales compactos Fresnel. Entre las tecnologías de seguimiento solar en dos ejes y temperatura alta (sobre 800 °C) se encuentran los discos parabólicos, los sistemas de receptor central y los sistemas de receptores centrales distribuidos. Entre las tecnologías de baja temperatura (~100°C), destacan las chimeneas solares.

En este trabajo se evaluó una planta de colectores cilindro-parabólicos, por ser la tecnología más desarrollada, para el norte de Chile. Para esto, se escogió la ciudad de Calama como posible localización por sus altos índices de radiación solar y favorables condiciones para la distribución de la energía generada.

La planta evaluada posee un conducto, ubicado en el punto focal de la parábola, por donde circula un fluido térmico como sistema receptor y una turbina de vapor como sistema de conversión de potencia. La planta posee 60 colectores, con un área de captación total de 32.700 [m²] y un funcionamiento de 4.745 horas al año para una generación anual de 16,8 [GWh]. La generación máxima diaria no supera los 9 [MWh] para aprovechar la exención de pago de peaje de distribución fijada por la ley 19.940, que regula el sistema eléctrico en Chile.

Una estimación preliminar de la inversión a realizar arroja que es necesario invertir aproximadamente 1.900 [US\$/kW instalado], considerando los equipos e insumos principales. Este valor se obtuvo utilizando información basada en estudios internacionales, realizando cotizaciones nacionales de los espejos a utilizar y modificando el diseño del receptor para reducir costos con respecto a valores internacionales. Además, se evaluaron los posibles ingresos adicionales al proyecto producto de la venta de bonos de carbono.

De acuerdo con los resultados obtenidos, se recomienda complementar el presente trabajo con un estudio similar de pre-factibilidad técnica y económica que permita determinar de manera más precisa los costos y el valor final de la energía producida.

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mi familia por su constante apoyo y cariño durante todos estos años. En especial a mi mamá por estar siempre ahí a pesar de todas sus responsabilidades y preocupaciones y a mis hermanas Paula y Alejandra por su especial apoyo y paciencia.

A mis compañeros y amigos, por hacer que los infinitos momentos de estudio y trabajo fuesen más agradables, por el apoyo mutuo entregado y por hacer la experiencia universitaria memorable.

Al profesor Leandro Herrera, por permitirme desarrollar un tema de mi interés y apoyarme en aquellos momentos en que todo parecía muy confuso.

Finalmente, quiero agradecer a Gustavo por el amor, cariño, dedicación y paciencia entregada durante estos años.

Índice

1. Introducción.....	6
1.1. Motivación.....	6
1.2. Objetivos.....	7
1.2.1. Objetivo General	7
1.2.2. Objetivos Específicos	7
2. Antecedentes	8
2.1. Energía Solar	8
2.2. Concentración de la Energía Solar	9
2.3. Sistemas Termosolares de Concentración	11
2.4. Marco Legal para el Desarrollo de Energías Renovables.....	12
2.4.1. Situación Mundial	12
2.4.2. Situación en Chile	12
3. Estado del Arte de la Generación Termosolar de Electricidad	14
3.1. Tipos de Sistemas Termosolares de Concentración.....	14
3.1.1. Sistemas de seguimiento solar en un eje.....	14
3.1.2. Sistemas de seguimiento solar en dos ejes.	25
3.1.3. Sistemas de baja temperatura.....	35
3.2. Sistemas de Almacenamiento de Energía.	37
3.2.1. Tipos de Sistemas de Almacenamiento de Energía.....	37
4. Evaluación Técnica de Planta Termosolar para la Generación Eléctrica	42
4.1. Selección y Justificación de Sistema a utilizar.....	42
4.1.1. Sistema a utilizar	42
4.2. Selección y Estudio de una Localización.	43
4.2.1. Selección de Localización	43
4.2.2. Estudio y Obtención de Datos de Localización.	44
4.3. Relaciones Geométricas.....	49
4.3.1. Ángulos Tierra – Sol.....	49
4.3.2. Ángulos Observador – Sol	51
4.3.3. Ángulos Configuración Colector.....	52
4.3.4. Ángulo de Seguimiento Solar (ρ)	53
4.3.5. Ángulo de Incidencia (θ).....	53
4.3.6. Condiciones para Evaluación	54
4.4. Balance de Energía.	56
4.4.1. Antecedentes Teóricos.....	56
4.4.2. Desarrollo de Balance Térmico para Planta Estudiada	59
4.5. Dimensionamiento de Equipos.	65
4.5.1. Colectores	65
4.5.2. Intercambiador de Calor.....	69
4.5.3. Turbinas.	70
5. Estimación Preliminar de Costos Equipos e Insumos Principales.....	71
5.1. Costos Equipos Principales.	71
5.1.1. Colectores	71
5.1.2. Sistema de conversión de potencia.....	75
5.1.3. Intercambiador de Calor.....	76
5.2. Insumos Principales.....	76
5.2.1. Fluido Térmico.....	76

5.3. Costo Total.	77
5.4. Operación y Mantenimiento	78
5.5. Fuentes de Ingresos Adicionales.	79
6. Discusiones y Conclusiones	81
6.1. Discusiones	81
6.2. Conclusiones y Recomendaciones.	85
7. Referencias	87
8. Anexos	90
8.1. Anexo 1: Diagrama Simplificado del SING	91
8.2. Anexo 2: Datos de Radiación.	92
8.3. Anexo 3: Relaciones Geométricas.....	93
8.4. Anexo 4: Generación Eléctrica Anual	95
8.5. Anexo 5: Cálculo de Estimación de Costos.	101

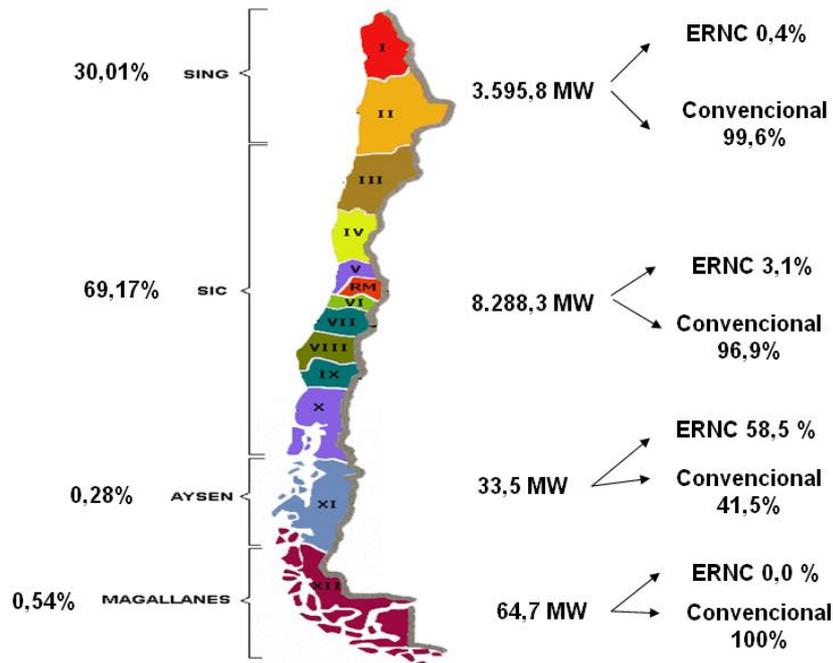
1. Introducción

1.1. Motivación

La energía conduce la vida humana y es extremadamente crucial para el continuo desarrollo de la sociedad moderna. A lo largo de la historia, la demanda global de energía ha aumentado de manera constante, debido a diversos factores como lo son la modernización, urbanización y el aumento de la población. Casi el 80% de esta demanda es satisfecha por combustibles fósiles, entre los que se encuentran el petróleo, el carbón y el gas natural, pero el uso de éstos ha traído graves consecuencias ambientales, como por ejemplo el efecto invernadero. Por este motivo, la utilización de energías renovables se hace cada día más importante en la sociedad actual. Éstas se caracterizan porque en sus procesos de transformación y aprovechamiento en energía útil no se consumen ni se agotan en una escala humana. Entre estas fuentes de energías se encuentran la hidráulica, la solar, la eólica y la mareomotriz. Además, dependiendo de su forma de empleo, también pueden ser catalogadas como renovables la energía proveniente de la biomasa y la energía geotérmica.

Las energías renovables suelen clasificarse en convencionales y no convencionales, según sea el grado de desarrollo de las tecnologías para su utilización y la penetración en los mercados energéticos que presenten. Dentro de las convencionales, la más difundida es la hidráulica a gran escala y como energías renovables no convencionales (ERNC) se consideran la eólica, la solar, la geotérmica y mareomotriz (océanos). Además, existe una amplia gama de procesos de utilización de la energía de la biomasa que pueden ser también catalogados como ERNC, por ejemplo, los biocombustibles.

Ilustración 1: "Capacidad instalada en Chile" [1]



Dentro de las energías renovables no convencionales mencionadas anteriormente, la energía solar es una de las que presenta un mayor potencial en Chile, debido a la alta radiación que existe en ciertos sectores del país.

En este contexto, se presenta el proyecto “*Estudio del arte y evaluación técnica de la generación termosolar de electricidad*” de manera de aportar al desarrollo de las energías renovables no convencionales en el país.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

El objetivo principal de la presente memoria fue el de aportar elementos cuantitativos para futuros diseños de sistemas de captura de energía radiante para la generación termosolar de electricidad.

1.2.2. Objetivos Específicos

Los objetivos específicos fueron los siguientes:

- Estudiar y comparar las diferentes tecnologías existentes en relación a la generación termosolar de electricidad.
- Dimensionar los equipos principales, realizando los balances correspondientes, de una planta de generación termoeléctrica solar, en una localización específica del país, cuyos parámetros serán determinados en este trabajo.
- Realizar una estimación preliminar de los costos de los equipos principales de esta planta.

2. Antecedentes

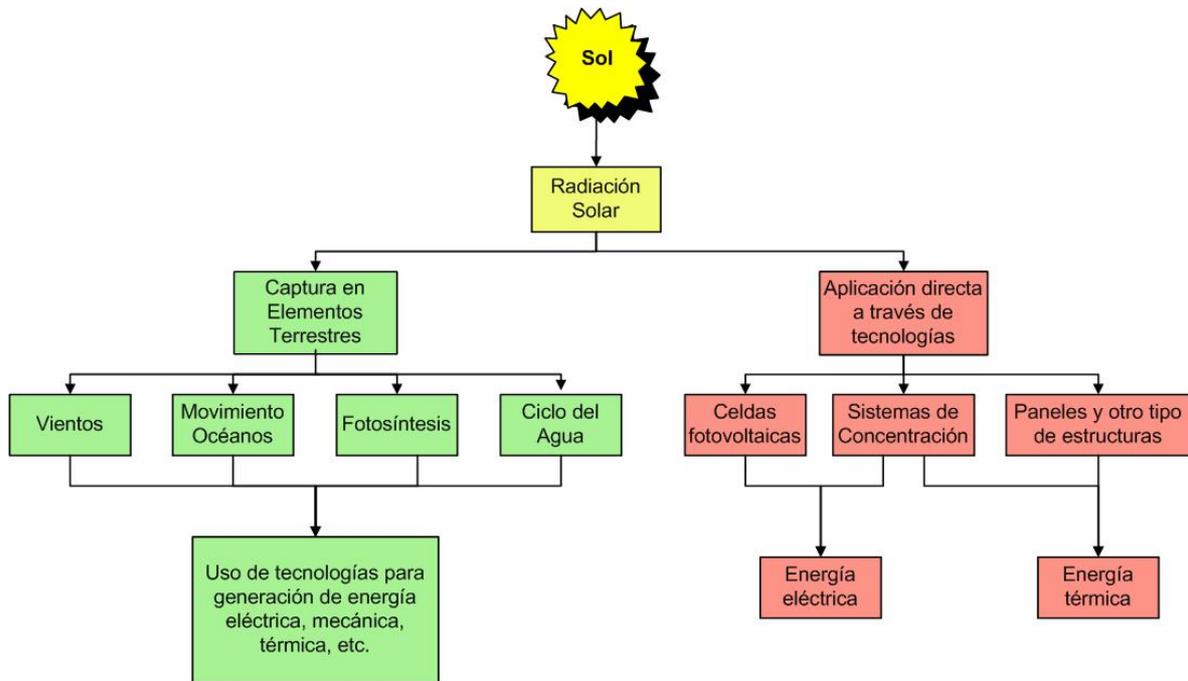
2.1. Energía Solar

Se llama energía solar a la energía radiante producida en el Sol como resultado de reacciones nucleares de fusión. Llega a la Tierra a través del espacio en cuantos de energía llamados fotones que interactúan con la atmósfera y la superficie terrestre. La intensidad de la radiación solar en el borde exterior de la atmósfera se llama constante solar, y su valor medio es $2 \text{ [cal/min/cm}^2\text{]}$, pero la intensidad de energía real disponible en la superficie terrestre es menor que esta constante debido a la absorción y a la dispersión de la radiación que origina la interacción de los fotones con la atmósfera [2].

La captación natural de energía solar se produce en la atmósfera, los océanos y plantas de la Tierra y se refleja en casi todas las formas de energía que se conocen. La interacción con la atmósfera produce corrientes de viento, utilizadas para producir electricidad a través de sistemas de conversión de energía eólica a eléctrica. Por otra parte, casi el 30% de la energía solar que alcanza el borde exterior de la atmósfera se consume en el ciclo del agua, produciendo precipitaciones y energía potencial de las corrientes de montaña y ríos, que posteriormente se utilizan para obtener energía hidroeléctrica. Además, gracias al proceso de fotosíntesis, la energía solar contribuye también al crecimiento de la biomasa que puede ser utilizada como combustible. Finalmente, como resultado de la absorción de la radiación solar en los océanos se producen gradientes de temperatura, que pueden crear un ciclo generador de energía que extrae energía del sector con mayor temperatura y la transfiere a la masa con temperatura menor. La diferencia entre estas energías se manifiesta como energía mecánica, que puede conectarse a un generador para producir electricidad. [2]

La aplicación directa de la energía solar como tal, se puede realizar a través de dos formas; a través de la acumulación de calor o de la generación de electricidad. La primera se realiza con paneles o estructuras especiales colocadas en lugares expuestos al Sol, en los que se calienta algún fluido que se almacena en depósitos, para su uso posterior. Por otro lado, se puede generar electricidad a partir de la energía solar por varios procedimientos; en un sistema de concentración termal de la energía solar y en celdas fotovoltaicas, que convierten directamente la luz del Sol en electricidad usando el efecto fotoeléctrico.

Ilustración 2: "Formas de Aprovechamiento de Radiación Solar"



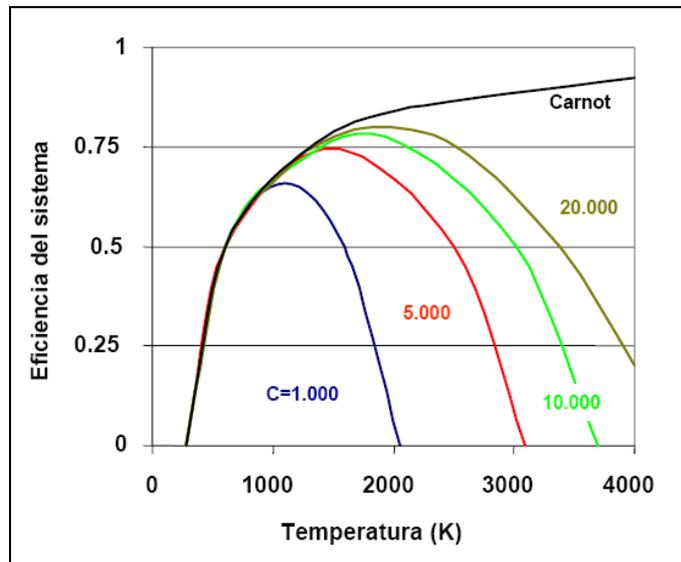
De acuerdo a los objetivos del presente trabajo, se ahondará a continuación en los sistemas de concentración de la energía solar para la generación de energía eléctrica.

2.2. Concentración de la Energía Solar

La radiación solar es una fuente térmica de elevada temperatura y elevada energía en su origen, ya que la capa exterior del Sol se encuentra a 5427°C y emite $3,73 \cdot 10^{23}$ [kW] de energía radiante. Sin embargo, las condiciones en que ésta llega a la superficie terrestre destruyen prácticamente todo su potencial de convertirse en trabajo, por la drástica reducción de la temperatura disponible en el fluido. Es por esto que es necesario el uso de sistema de concentración de energía solar, de manera de lograr temperaturas más elevadas.

La eficiencia de un sistema concentración de energía solar dependerá de la temperatura del receptor y de la relación de concentración, como se muestra en la Ilustración 3. Para cada concentración existirá una temperatura óptima y a su vez la temperatura óptima aumentará con la concentración. Por lo tanto, existe una clara conexión entre la concentración alcanzada y la eficiencia teórica del sistema.

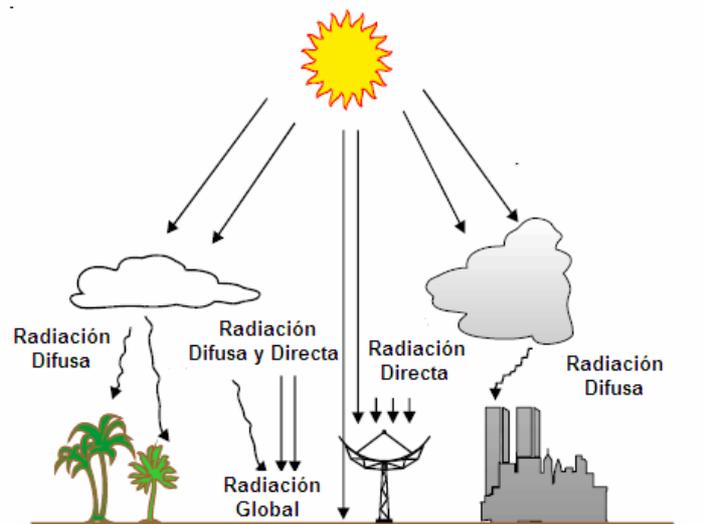
Ilustración 3: “Eficiencia de un sistema de concentración, de acuerdo a la T° de operación, utilizando como parámetro la razón de concentración”.[3]



En la ilustración anterior también se observa que la eficiencia del sistema cae drásticamente, para una concentración dada, a partir de la temperatura óptima. Esto se debe a que las pérdidas por radiación en el receptor son proporcionales a la cuarta potencia de la diferencia de temperatura entre el sistema y sus alrededores.

Uno de los inconvenientes que tiene la concentración de radiación solar es que se rechaza incidentalmente la radiación solar difusa, que es la que cambia su dirección debido a los múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar en la atmósfera, en las nubes, y en el resto de elementos atmosféricos y terrestres. La radiación directa es la que llega directamente del Sol, sin reflexiones o refracciones intermedias, y es la que finalmente se utiliza en este tipo de sistemas.

Ilustración 4: “Radiación Solar en la Tierra” [2]



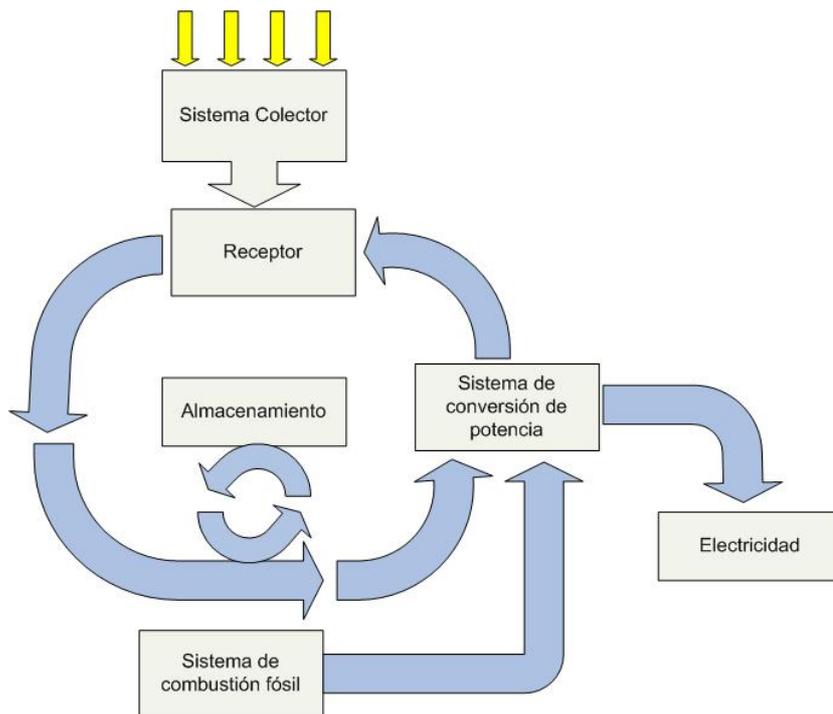
Otro inconveniente de la concentración de energía solar es que requiere costosos equipos ópticos y mecánicos, por lo que se plantean unos límites prácticos distintos a los límites máximos teóricos alcanzables de la razón de concentración. Para sistemas concentradores en tres dimensiones (foco puntual) esta razón es de 46.186 y para sistemas de dos dimensiones (foco lineal) es de 215. [3]

2.3. Sistemas Termosolares de Concentración

Este tipo de sistemas son, de forma general, sistemas que aprovechan la energía solar en media y alta temperatura (400 a 1000°C) a través de la concentración de la radiación directa.

Un sistema termosolar de concentración se compone básicamente de tres sub-sistemas; un sistema colector, y concentrador, de energía radiante, un sistema receptor de ésta y un sistema de conversión de potencia, que genera electricidad. Además es posible incluir un sistema de almacenamiento de energía y un sistema de combustión fósil de manera de respaldo.

Ilustración 5: “Esquema general de un sistema termo solar de concentración” [3]



La función del sistema colector es captar y concentrar la radiación sobre el sistema receptor, que transforma la energía radiante captada en energía térmica. Esta energía se transforma luego en energía eléctrica en el sistema de conversión de potencia.

El sistema de almacenamiento de energía térmica facilita la integración de las plantas termosolares a las redes eléctricas, al disminuir las fluctuaciones provocadas por los cambios en la radiación solar. De esta manera, se evitan problemas de

inestabilidad y se reduce la cantidad de combustible fósil utilizado en el sistema de respaldo. Este almacenamiento se realiza, generalmente, utilizando sal fundida, aceites o elementos cerámicos.

2.4. Marco Legal para el Desarrollo de Energías Renovables.

Las energías renovables no convencionales, como los sistemas termosolares de concentración, son en general tecnologías poco exploradas y de alto costo, por lo que su inserción en la matriz energética de un país siempre ha sido realizada a través de incentivos [4].

2.4.1. Situación Mundial

Ejemplos de medidas aplicadas alrededor del mundo para promover la utilización de energías renovables son:

- *Feed-in Tariffs.*

Las distribuidoras eléctricas están obligadas a comprar toda la energía generada por energías renovables a un precio fijado por el gobierno, que depende de la tecnología de generación utilizada. Es el mecanismo más común en los países de la comunidad europea.

- *Impuestos específicos.*

En países como Dinamarca y el Reino Unido, se ha agregado un impuesto específico a todas las tecnologías de generación. Este impuesto se le descuenta a todos los compradores que obtienen energía de fuentes renovables.

- *Sistemas de reducción de intereses.*

Se subsidian las tasas de interés para créditos orientados a realizar inversiones en proyectos con energías renovables. Los proyectos optan desde un 1% hasta un 5% de reducción de intereses anuales, lo que disminuye el riesgo asociado a la inversión en estas tecnologías. Esta medida ha sido aplicada en países como España.

- *Subsidio a la inversión.*

Corresponde a la entrega de un subsidio directo a un porcentaje de la inversión inicial correspondiente a proyectos relacionados con energías renovables. Entre los países que han optado por esta medida se encuentran Grecia y Finlandia.

2.4.2. Situación en Chile

En Chile, actualmente, la ley que regula el sistema de transporte de energía eléctrica, es la ley 19.940 [1], publicada el 13 de Marzo del 2004 en el Diario Oficial (Ley Corta). En su artículo 71-7 se menciona lo siguiente:

“Los propietarios de los medios de generación conectados al sistema eléctrico respectivo cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión, cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts, estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de transmisión troncal...”

“Los peajes a pagar estarán determinados ponderando los peajes que correspondería pagar conforme a las normas generales de peajes por un factor proporcional igual al exceso por sobre 9.000 kilowatts de los excedentes de potencia suministrada al sistema dividido por 11.000 kilowatts. En caso que dichos excedentes de potencia sean inferiores a 9.000 kilowatts, el factor será nulo.”

El año 2005, se promulgó la ley 20.018, que modificó el marco normativo del sector eléctrico. En su artículo 96 ter menciona lo siguiente:

“...los propietarios de medios de generación a que se refiere el artículo 71-7 tendrán derecho a suministrar a los concesionarios de distribución, al precio promedio señalado en el inciso primero de este artículo¹, hasta el 5% del total de demanda destinada a clientes regulados”

De acuerdo a lo anterior, se infiere que los proyectos de generación eléctrica a partir de energías renovables, cuya capacidad instalada sea menor que 9 MW, quedarán exentos de pago de peajes y los de capacidad mayor a 9 MW y menor a 20 MW, deberán pagar sólo un porcentaje de éstos. Además, con la modificación de la ley, se establece el derecho a suministrar hasta por un máximo del 5% de la demanda total de los clientes regulados, incentivo similar a las *Feed-inTariffs*.

¹ El “Precio Promedio” referido corresponde a un “Precio Marginal Estabilizado” [4].

3. Estado del Arte de la Generación Termosolar de Electricidad.

Se presenta a continuación una visión general del estado del arte en la generación termosolar de electricidad, describiendo los tipos sistemas más importantes y desarrollados en la actualidad y alternativas de sistemas de almacenamiento de energía.

3.1. Tipos de Sistemas Termosolares de Concentración

3.1.1. Sistemas de seguimiento solar en un eje.

Esta categoría reúne a las tecnologías consistentes en reflectores relativamente largos y estrechos dispuestos, generalmente, en un eje orientado de Norte a Sur. De esta manera, estos sistemas pueden rotar a lo largo de este eje en sentido Este a Oeste, siguiendo al Sol a lo largo del día.

Dentro de esta categoría, se destacan los siguientes sistemas:

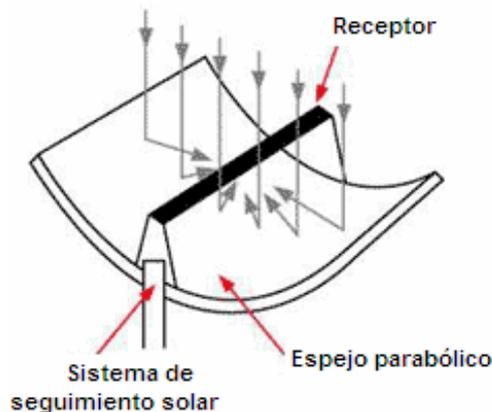
- Colectores Cilindro-Parabólicos
- Reflectores Lineales Fresnel.
- Reflectores Lineales Compactos Fresnel.

Colectores Cilindro-Parabólicos

Descripción de la tecnología [5]

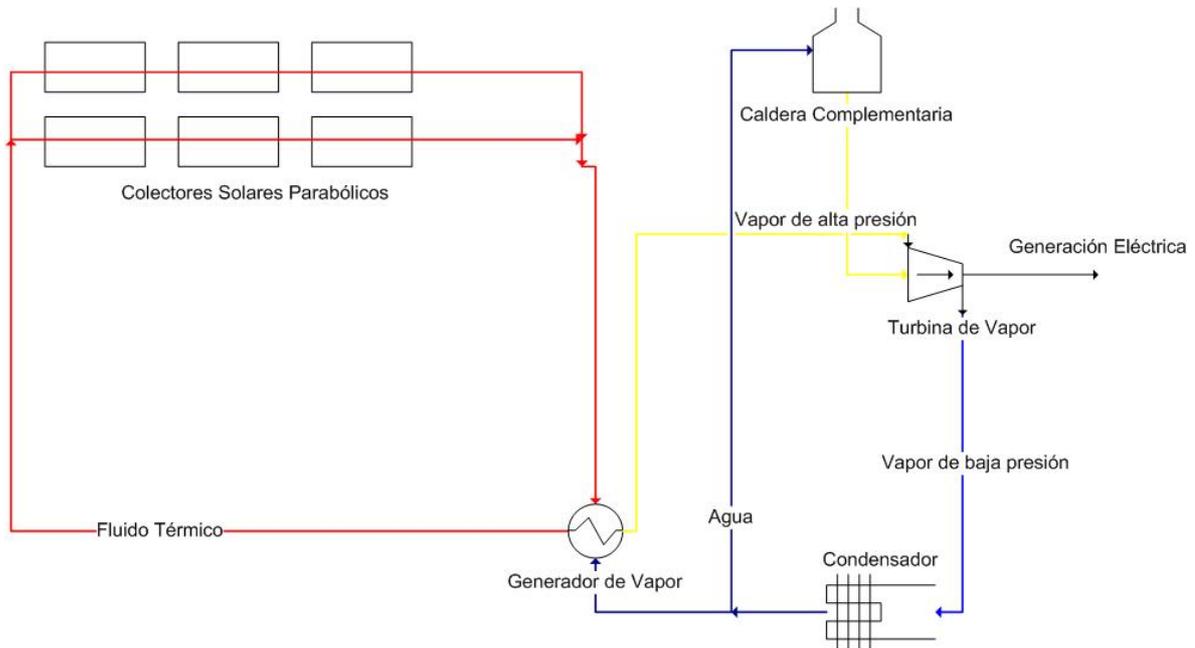
Este tipo de sistemas está compuesto, básicamente, por un espejo cilíndrico parabólico que refleja la radiación solar directa, concentrándola sobre un tubo receptor colocado en la línea focal de la parábola. Esta radiación concentrada provoca que un fluido, que circula por el interior del tubo, se caliente hasta temperaturas de alrededor de 400°C, transformando así la radiación solar en energía térmica.

Ilustración 6: "Concentración de rayos solares en un espejo parabólico"



Luego, este fluido circula a través de una serie de intercambiadores de calor que permiten la generación de vapor sobrecalentado, que posteriormente se alimenta a una turbina o generador, para finalmente producir electricidad. A continuación se muestra un diagrama representativo del proceso:

Ilustración 7: “Diagrama representativo de un sistema de colectores parabólicos”



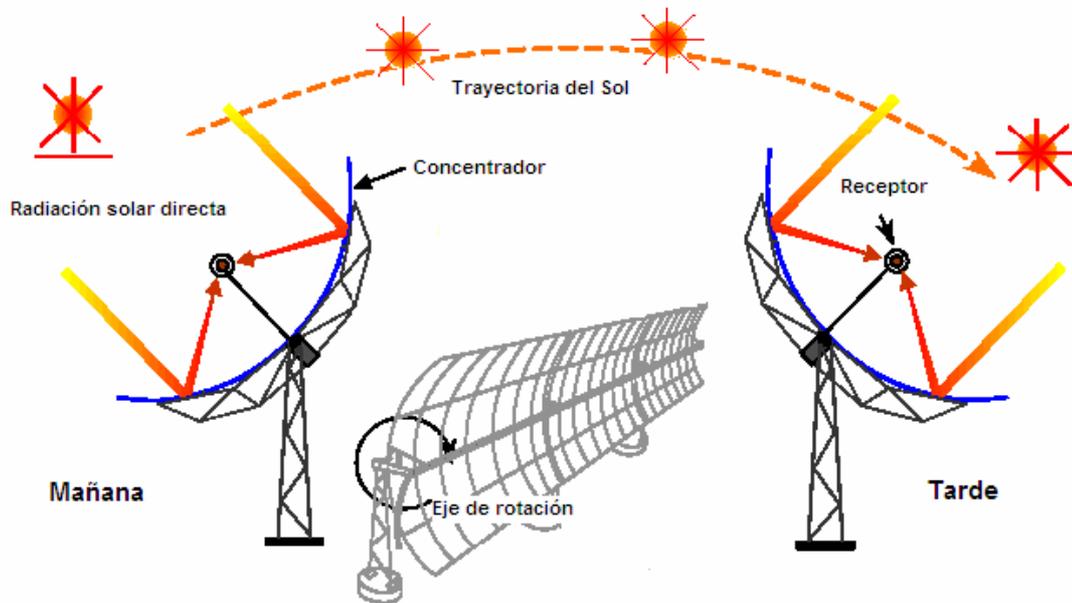
En la ilustración anterior se observa la presencia de una caldera complementaria, la cual permite la generación de vapor con combustibles fósiles tradicionales (gas natural, petróleo diesel, carbón, etc) para días en que la energía solar sea insuficiente. Con esto, se obtiene un sistema híbrido en la planta solar, que permite proveer de manera constante energía eléctrica.

Sistema de seguimiento del Sol

Como cualquier sistema solar de concentración, un colector parabólico sólo puede aprovechar la radiación solar directa. Este hecho, exige que el colector posea un sistema de seguimiento solar que lo mueva a lo largo día conforme el sol realiza su trayectoria diaria.

La rotación del colector requiere un mecanismo de accionamiento, eléctrico o hidráulico, que mueva al colector de acuerdo a la posición del Sol. Generalmente un sólo mecanismo de accionamiento mueve varios módulos concentradores en serie operados como un solo elemento y el movimiento de éste está manejado por un control electrónico. Este control consiste en un sensor constituido por dos fotocélulas que, al moverse el Sol, una de ellas pasa a una zona de sombra accionando un pequeño relé que pone en movimiento el colector.

Ilustración 8: "Sistema de seguimiento solar de un colector cilindro-parabólico" [3]



Desarrollo y estado actual

El desarrollo de colectores solares cilindro-parabólico a gran escala comenzó a mediados de la década de los años setenta en Estados Unidos y al comienzo de la década de los ochenta en Europa. En el año 1984, la primera planta que utiliza esta tecnología fue instalada en el sur del estado de California, por la compañía LUZ Internacional, Inc. Esta planta, ubicada en el desierto de Mojave, todavía se encuentra en funcionamiento con una capacidad instalada de 13,8 [MW], un área de colectores de 82.960 [m²] y una caldera operada con gas natural para generar vapor en días en que la radiación solar sea baja o nula [6].

A continuación se muestra una tabla con las características de todas las plantas de colectores solares cilindro-parabólicos de este país.

Tabla 1: "Plantas de colectores solares parabólicos en Estados Unidos" [6].

Planta	Ubicación	Año de Operación	Capacidad Instalada [MW]	T° de salida de colector [°C]	Área de campo de colectores [m ²]
Nevada Solar One	Boulder City, Nevada	2007	64	390	357.200
APS Saguaro	Tucson, Arizona	2006	1	300	10.340
SEGS IX	Harper Lake, California	1991	80	390	483.960
SEGS VIII	Harper Lake, California	1990	80	390	464.340
SEGS VI	Kramer Junction, California	1989	30	390	188.000
SEGS VII	Kramer Junction, California	1989	30	390	194.280
SEGS V	Kramer Junction, California	1988	30	349	250.500
SEGS III	Kramer Junction, California	1987	30	349	230.300
SEGS IV	Kramer Junction, California	1987	30	349	230.300
SEGS II	Daguett, California	1986	30	316	190.338
SEGS I	Daguett, California	1985	13,8	307	82.960

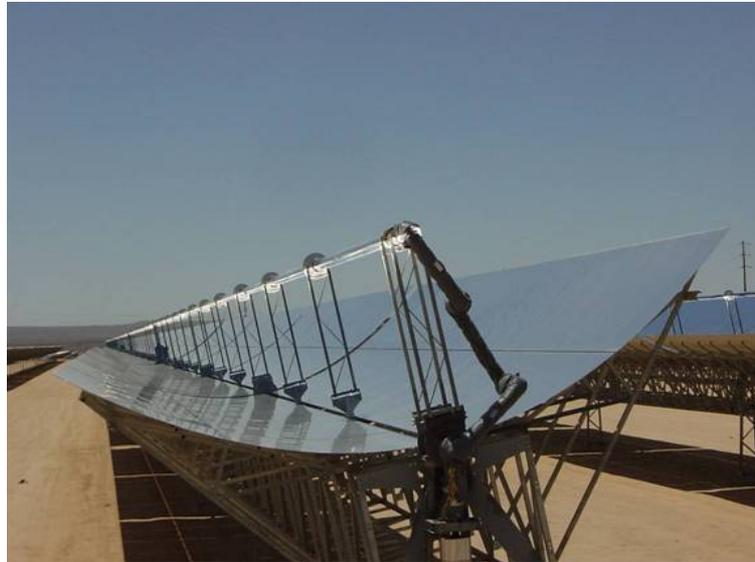
En lo que respecta a los colectores en sí, la tecnología ha estado dominada por los colectores LS-3 y Eurothrough. Estos colectores son muy similares, ya que poseen iguales dimensiones del reflector y utilizan como receptor un tubo absorbente envuelto por otro tubo de vidrio, de manera de realizar vacío y mejorar el rendimiento. Las características más importantes del colector LS-3, y muy similares a las del colector Eurothrough, se presentan en la siguiente tabla:

Ilustración 9: "Características principales de colector LS-3" [3]

Característica	Valor
Superficie del colector	545 [m ²]
Apertura	5,77 [m]
Largo de un módulo	12,27
Número de módulos por colector	8
Diámetro del tubo absorbente	0,07 [m]
Largo del tubo absorbente	4 [m]
Concentración geométrica	82
Rendimiento óptico	80%
Distancia Focal	1,71 [m]
Tipo de Seguimiento del Sol	Hidráulico

El elemento reflector utilizado actualmente está formado por espejos de bajo contenido en hierro, con una capa reflectante de plata depositada en la cara posterior del vidrio.

Ilustración 10: “Colector solar parabólico LS-3” [7]



Como se mencionó anteriormente, los tubos absorbentes empleados en este tipo de colectores están constituidos por un tubo interior metálico, por el que circula el fluido térmico, y otro exterior de vidrio, que protege el recubrimiento del primero. Entre ambos tubos se realiza vacío para reducir las pérdidas térmicas por convección.

Ilustración 11: “Receptor de colectores parabólicos LS-3 y Eurotrough” [7]



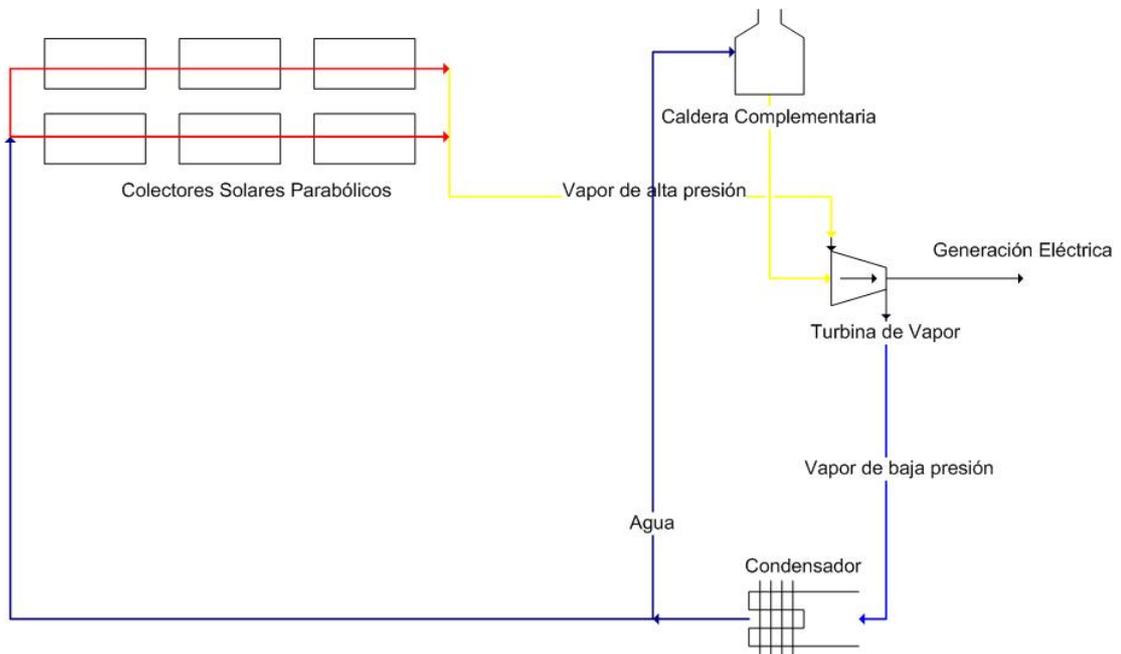
Desarrollo a largo plazo

Generación directa de vapor.

En los últimos años, se ha realizado un trabajo considerable para buscar formas en las que se puedan reducir los costos estructurales de las plantas de colectores cilindro-parabólicos [8]. Dentro de las alternativas estudiadas por los científicos hoy en día, la generación directa de vapor (DSG, *Direct Steam Generation*) es una de las más promisorias. El sistema propuesto en esta tecnología es básicamente idéntico al tradicional, con la diferencia que en un sistema DSG, el vapor es generado directamente en el receptor, ubicado en el punto focal de los colectores. Con esta modificación, se elimina la necesidad de utilizar un fluido térmico y el intercambiador de calor requerido para la generación de vapor, pero este sistema presenta otras dificultades. La principal se produce en aquellos momentos del día cuando se calienta la parte superior del tubo receptor, ya que este sector contiene vapor de agua y éste posee una baja conductividad térmica. Esto produce estratificación del flujo, sobrecalentamiento del tubo receptor y una torsión de las tuberías debido a la diferencia de temperaturas en la sección transversal de la tubería.

En la siguiente ilustración, se observa un diagrama representativo de este sistema.

Ilustración 12: “Diagrama representativo de un sistema de colectores parabólicos con generación directa de vapor”



Ciclo Rankine Orgánico.

El ciclo Rankine Orgánico (ORC, Organic Rankine Cycle) es un sistema de conversión de potencia alternativo al ciclo Rankine, que generalmente es utilizado en

sistemas con fuentes de energía de baja temperatura, como la geotérmica, pero puede ser utilizado en plantas termo-solares.

En este tipo de ciclo, se utilizan fluidos orgánicos, como pentano, butano, n-hexano y Caloria HT-43, en reemplazo de agua o vapor. Se calientan hasta su punto de ebullición y el vapor que se expande se utiliza para impulsar una turbina, por lo tanto, éste es un ciclo donde el fluido no se sobrecalienta, como ocurre con el ciclo Rankine tradicional. Es muy importante la elección del fluido orgánico con el que se va a trabajar, ya que éste debe satisfacer criterios de seguridad, ser ambientalmente amigable y su costo no debe elevar significativamente el costo global de la planta [9].

Una de las ventajas de este tipo de sistemas es que la utilización de fluidos orgánicos permite una operación a presiones más bajas que las requeridas por ciclos operados con agua y así disminuir la temperatura de operación en el campo de colectores hasta 300°C [9]. También permiten la utilización de un condensador de aire, ya que muchos fluidos de trabajo orgánicos pueden ser condensados a presiones iguales o superior a la presión atmosférica. Todos estos factores se traducen en menores costos de inversión y de operación.

La desventaja más importante de este ciclo termodinámico es que su eficiencia global es menor que la de un ciclo Rankine tradicional, debido a las menores temperaturas en la que éste opera. Además, por el momento, el estudio de su utilización está reducido a plantas de pequeña escala, con una generación de 200 [kW] a 10 [MW] [9].

3.1.2. Reflectores Lineales Fresnel.

Descripción de la tecnología

En los sistemas de reflectores lineales Fresnel (o LFR, por su nombre en inglés), se utilizan espejos de tipo Fresnel. Este tipo de lentes reducen la cantidad de material necesario para un lente esférico convencional, de igual capacidad de concentración, dividiéndolo en una serie de secciones anulares concéntricas [5].

Ilustración 13: “Comparación entre un lente del tipo Fresnel y uno convencional” [10]

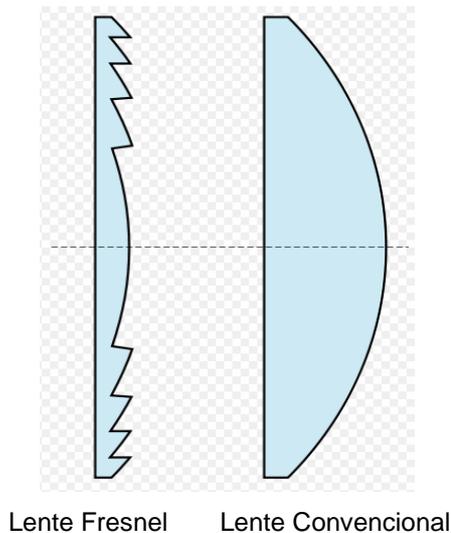
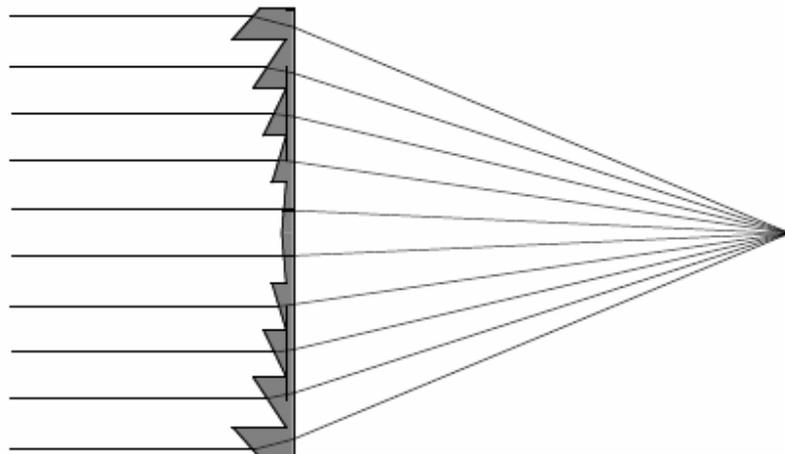
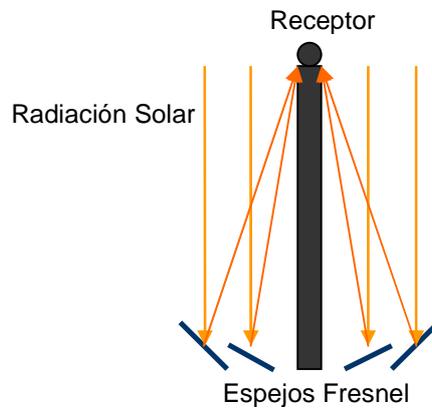


Ilustración 14: “Lentes Fresnel utilizados como Colector” [10]



En un sistema LFR, los espejos se sitúan alrededor de un receptor fijo, que se encuentra en altura (aproximadamente ocho metros), por el cual transita un fluido térmico. Estos espejos concentran la radiación solar de manera conjunta en el receptor, funcionando como un único lente Fresnel.

Ilustración 15: "Sistema de Reflectores Lineales Fresnel"



De esta manera, es posible transformar la energía radiante en energía térmica, que luego puede ser transformada en energía eléctrica a través de un ciclo de potencia, como el ciclo Rankine.

Desarrollo y estado actual

El primer prototipo de esta tecnología se desarrolló en Francia (1961), pero después de él muy poco se ha realizado en el desarrollo de este tipo de sistemas. Actualmente se encuentran en periodo de diseño dos sistemas de LFR en Australia y Bélgica [5].

3.1.3. Reflectores Lineales Compactos Fresnel.

Descripción de la tecnología

En este tipo de tecnología se utilizan también espejos Fresnel, pero es diferente a la tecnología anteriormente presentada, ya que se basa en un sistema de múltiples receptores. Esto hace que se reduzca considerablemente el área de cobertura, al intercalar dos sistemas de LFR adyacentes. En las siguientes ilustraciones, se presenta la configuración de los espejos en estos sistemas.

Ilustración 16: “Diagrama representativo de un sistema de reflectores Lineales Compactos Fresnel” [11]

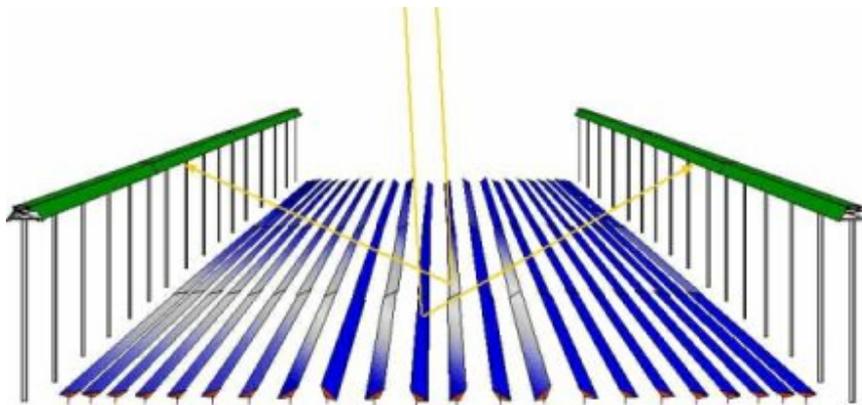
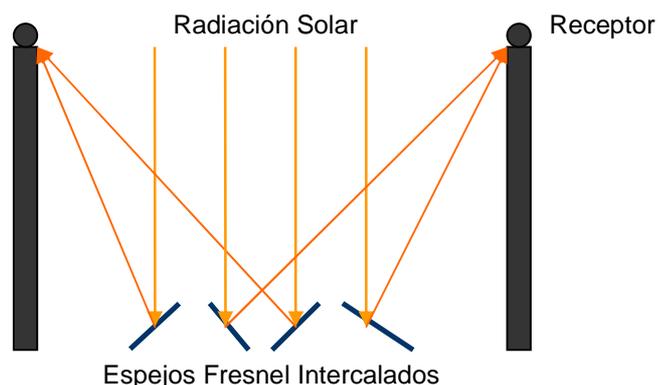


Ilustración 17: “Configuración espejos en un sistema CLFR”



En este tipo de configuración es importante fijar adecuadamente la distancia entre los espejos adyacentes, de manera de que no se hagan sombra entre ellos, ya que esto reduciría la cantidad de radiación solar que reflejan los espejos y que finalmente llega al receptor.

Desarrollo y estado actual

El desarrollo de este tipo de sistemas comenzó en el año 1993, en la universidad de Sydney y fue patentado en el año 1995. Desde 1999 el progreso ha sido lento, pero constante. Se estima que los sistemas CFLR entregarán una eficiencia eléctrica del 19% en base anual. La generación peak por $[\text{km}^2]$ de colector será de 228 [MW] y por $[\text{km}^2]$ de superficie utilizada será de 160 [MW] [5].

Ilustración 18: "Planta de CLFR, New South Wales, Australia" [11]



3.1.4. Sistemas de seguimiento solar en dos ejes.

En este tipo de sistemas, el seguimiento solar se realiza de manera individual por cada colector, a través de un computador que determina la posición exacta en la que se debe encontrar el equipo para recibir la mayor cantidad de radiación directa. De esta manera, el colector solar se mueve en dos ejes para captar la mayor cantidad de energía radiante posible. Además, estos sistemas poseen una mayor razón de concentración de esta energía, lo que les permite llegar a temperaturas más altas que los sistemas de seguimiento en un eje (alrededor de 800-1000°C) [2].

Dentro de los sistemas que utilizan este tipo de seguimiento, destacan:

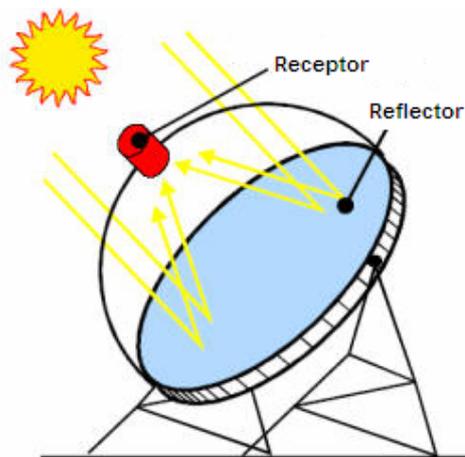
- Platos parabólicos
- Sistemas de receptor central
- Sistema de torres distribuidas

3.1.4.1. Platos Parabólicos

Descripción de la tecnología

En este tipo de sistemas se utiliza un reflector con forma de paraboloide de revolución para concentrar la radiación solar incidente en un receptor ubicado en el punto focal del plato, como se puede apreciar en la siguiente ilustración.

Ilustración 19: "Diagrama representativo de un plato parabólico" [3]

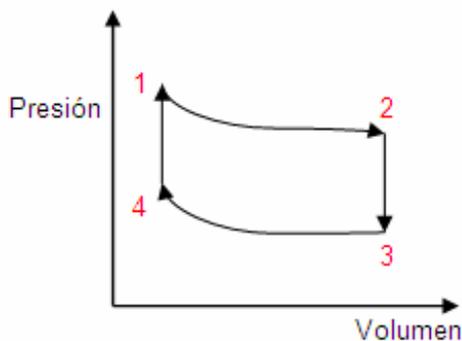


El receptor tiene dos funciones fundamentales; absorber la radiación emitida por el reflector y transferir la energía absorbida al fluido de trabajo de la máquina térmica asociada. La máquina térmica más utilizada para generar electricidad es la máquina Stirling, ya que posee el mayor rendimiento solar-eléctrico, por lo que a continuación se explica más en detalle su funcionamiento.

Maquina Stirling

Una máquina Stirling se utiliza para pequeñas aplicaciones de energía solar, con una generación eléctrica que va desde 10 [kW] a 100 [kW] [2]. Este tipo máquina opera con un fluido en un ciclo cerrado, obteniendo trabajo a partir de cuatro procesos cíclicos; dos a temperatura constante y dos a volumen constante, como se observa en la siguiente figura:

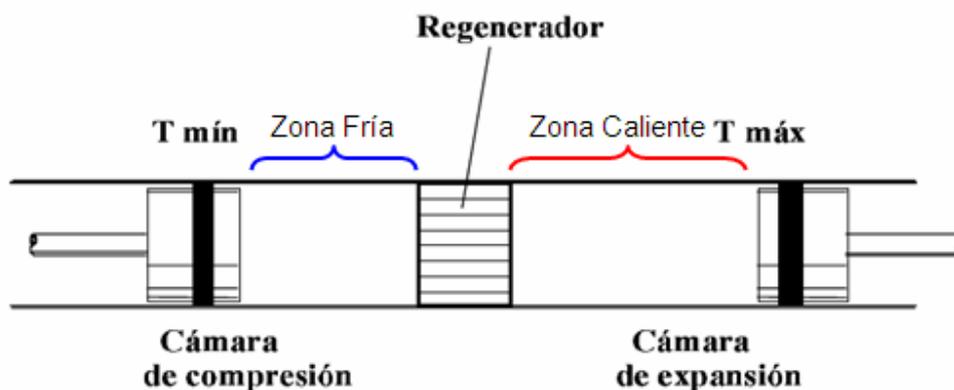
Ilustración 20: "Diagrama Presión v/s Volumen para una máquina Stirling"



Los cuatro procesos que componen el ciclo termodinámico de una máquina Stirling son; una expansión a temperatura constante ($1 \rightarrow 2$), un proceso isocórico donde se remueve calor ($2 \rightarrow 3$), una compresión isotérmica ($3 \rightarrow 4$) y una adición de calor a volumen constante ($1 \rightarrow 4$). Es en este último proceso donde está involucrada la energía solar, ya que el calor adicionado corresponde a la radiación concentrada por el plato [2].

En un esquema conceptual de la máquina Stirling el fluido está confinado dentro de un cilindro entre dos pistones opuestos. Al centro, dividiendo el espacio, se dispone de un regenerador que, aunque no es obligatorio, permite alcanzar mayores rendimientos. Éste tiene la función de absorber y ceder calor en los procesos a volumen constante del ciclo. El regenerador es un medio poroso, con conductividad térmica despreciable y divide al motor en una zona caliente y una zona fría. El fluido se desplaza de la zona caliente a la fría a lo largo de los diversos ciclos de trabajo, atravesando el regenerador.

Ilustración 21: "Esquema ideal de una máquina Stirling" [12]



Ejemplos de fluidos de trabajo utilizados en esta máquina son aire, hidrógeno y helio.

Desarrollo y estado actual.

El plato paraboidal de la Universidad Nacional de Australia ha estado operativo desde hace algún tiempo como un sistema potencial, donde se genera electricidad a través de turbinas de vapor, pero todavía no existe una instalación comercial construida. El plato posee un diámetro de 25 [m] y está compuesto por 54 paneles de espejos triangulares. Hasta el momento se han construido dos unidades, uno en la ciudad de Canberra y otro en Israel [5].

La mayoría de los prototipos de platos paraboidales, a diferencia del anterior, utilizan una máquina Stirling, como los ubicados en la Plataforma Solar de Almería. En esta Plataforma, desde el año 1992 hasta el año 2005, han sido montadas tres generaciones de prototipos y operadas rutinariamente para su evaluación técnica; DISTAL I, DISTAL II y EuroDISH.

- *DISTAL I*

Comenzó a operar en 1992 y consistió en 3 unidades de disco parabólico de 7,5 metros de diámetro capaces de recoger hasta 40 [kWt] de energía, con un motor Stirling capaz de generar hasta 9 [kWe] situado en su zona focal. Su reflectividad era del 94% y concentraba la luz solar hasta 12.000 veces en el centro de su foco. Su distancia focal era de 4,5 metros y el sistema de seguimiento solar era polar. Dos unidades DISTAL I fueron desmanteladas en el año 2000 para ser reemplazadas por unidades EuroDISH [13].

- *DISTAL II*

Durante los años 1996 y 1997 fueron instalados y puestos en operación rutinaria tres nuevos discos. Estos prototipos tienen un diámetro ligeramente mayor, 8,5 m, con lo que la energía térmica aportada al motor es de 50 [kWt] y el valor máximo de la razón de concentración es de 16.000 en el centro de su foco. El motor Stirling utilizado es capaz de generar hasta 10 [kWe] [13].

- *EuroDISH*

Es el segundo, y hasta el año 2005, último intento para acercar esta tecnología al umbral de la rentabilidad económica. Se han diseñado y construido dos nuevos prototipos, en los cuales se ha tratado de actuar en los siguientes aspectos [13]:

- Reducción del precio de los componentes mediante la identificación de elementos de uso estándar en la industria.
- Desarrollo de un nuevo sistema de fabricación para el disco concentrador, utilizando un sistema de moldes y materiales compuestos.
- Mejora del motor Stirling.

- Desarrollo de un nuevo procedimiento para el montaje del sistema.
- Control y monitoreo remoto.
- Ensayo de unidades pre-comerciales como sistemas de referencia.

Ilustración 22: “Plato paraboloide EURODISH, Plataforma Solar de Almería, España” [13]



3.1.4.2. Sistema de receptor central

Descripción de la tecnología

Este tipo de sistemas generan electricidad concentrando la radiación solar en un receptor central, ubicado en la parte superior de una torre. Alrededor de ésta, se dispone un arreglo circular de paneles reflectantes que captan la radiación solar y la redirigen hacia el receptor central. Estos paneles reciben el nombre de helióstatos, y generalmente la superficie más utilizada para ellos es a base de espejos de vidrio.

Ilustración 23: "Diagrama representativo de un sistema de receptor central" [3]

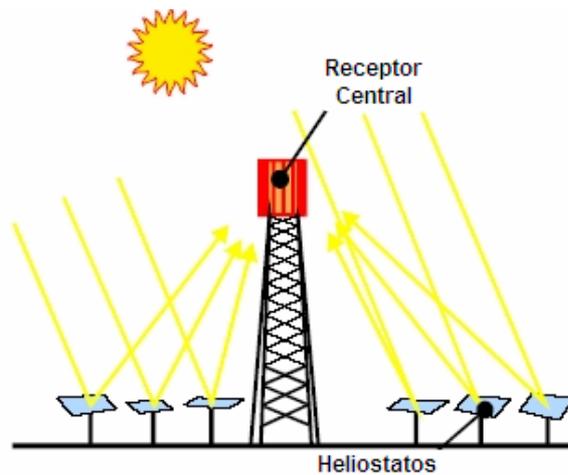


Ilustración 24: "Helióstato" [3]



El receptor ubicado en la parte superior de la torre es el dispositivo donde se produce la transformación de la energía radiante concentrada en energía térmica.

Existe gran diversidad de receptores de acuerdo a las diversas características geométricas de éste o al tipo de fluido de trabajo que se utiliza. Desde el punto de vista geométrico, existen receptores de cavidad y externos. A su vez, estos últimos se pueden clasificar en planos, cilíndricos y semicilíndricos.

Ilustración 25: “Diferentes receptores de radiación solar, de acuerdo a su geometría” [3]



De acuerdo al mecanismo de transferencia de calor, se puede distinguir dos tipos de receptores; de absorción directa y de absorción indirecta. En cuanto al fluido de trabajo se han propuesto diferentes medios al cual transferir el calor recibido, ya sea agua, aire, sales fundidas, sodio fundido, partículas sólidas, etc.

Desarrollo y estado actual

En el campo de los sistemas de receptor central existe una gran diversidad de opciones tecnológicas. A continuación se presenta una tabla donde se describen las más importantes:

Tabla 2: “Principales opciones tecnológicas para sistemas de receptor central” [3]

Componente	Opciones tecnológicas
Helióstatos	<ul style="list-style-type: none"> • Vidrio-metal • Membrana tensa o estirada con película reflectante. • Superficie de 40 a 150 [m²]
Receptor	<ul style="list-style-type: none"> • Geometría: <ul style="list-style-type: none"> - Cavidad - Externo plano - Externo semicilíndrico - Externo cilíndrico • Transferencia de calor <ul style="list-style-type: none"> - Tubular - Volumétrico - Absorción directa • Fluido de trabajo <ul style="list-style-type: none"> - Agua - Aire - Sales fundidas - Sodio - Partículas
Ciclo de Potencia	<ul style="list-style-type: none"> • Turbina de vapor • Turbina de gas

Es importante mencionar que no todas las opciones tecnológicas presentadas en la tabla anterior son viables, como el empleo de sodio como fluido de trabajo en receptores y sistemas de almacenamiento. Esto se debe a la peligrosidad asociada al manejo y almacenamiento del sodio, y otras, como los receptores de absorción directa, no han llegado a superar la fase puramente experimental.

En resumen, existen 3 conjuntos básicos de opciones tecnológicas disponibles y suficientemente demostradas. Éstos son:

- Sistemas de sales fundidas en receptor tubular externo, y ciclo Rankine. Desarrollados principalmente en Estados Unidos.
- Sistemas de agua-vapor en receptor tubular externo o de cavidad, y ciclo Rankine. Desarrollados en Estados Unidos y Europa.
- Sistemas de receptor volumétrico de aire abierto (a presión atmosférica) y ciclo Rankine. Desarrollados principalmente por industrias suizas y alemanas.

A continuación se presenta un listado con todas las instalaciones de sistemas de receptor central en el mundo.

Tabla 3: “Sistemas de receptor central experimentales” [6]

Planta	País	Capacidad Instalada [MW]	Fluido de trabajo	Año de Inicio de Operación
SSPS	España	0,5	Sodio Liquido	1981
EURELIOS	Italia	1	Vapor	1981
SUNSHINE	Japón	1	Vapor	1981
Solar One	E.E.U.U	10	Vapor	1982
CESA-1	España	1	Vapor	1983
MSEE/Cat B	E.E.U.U	1	Nitrato fundido	1984
THEMIS	Francia	2,5	Sal Hi-Tec	1984
SPP-5	Rusia	5	Vapor	1986
TSA	España	1	Aire	1993
Solar Two	E.E.U.U	10	Sal de nitrato fundido	1996

Ilustración 26: “Torre solar “Solar Two,” Barstow, California” [14]



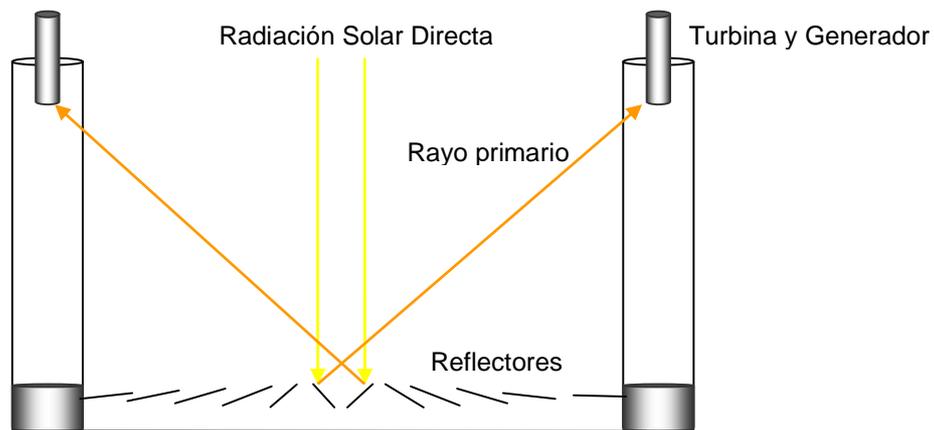
3.1.4.3. Sistema de receptores centrales distribuidos

Descripción de la tecnología

Los componentes básicos de un sistema de receptores centrales distribuidos son [5]:

- Un campo reflector compuesto por helióstatos dispuestos de tal manera de permitir su ubicación con el mínimo espacio entre los helióstatos contiguos.
- Múltiples receptores centrales de la radiación reflejada usando tecnología de absorción termal y fotovoltaica.
- Estructuras que permiten elevar los receptores a una altura de 8 [m] a 12 [m]. Éstas pueden ser pequeñas torres o postes.

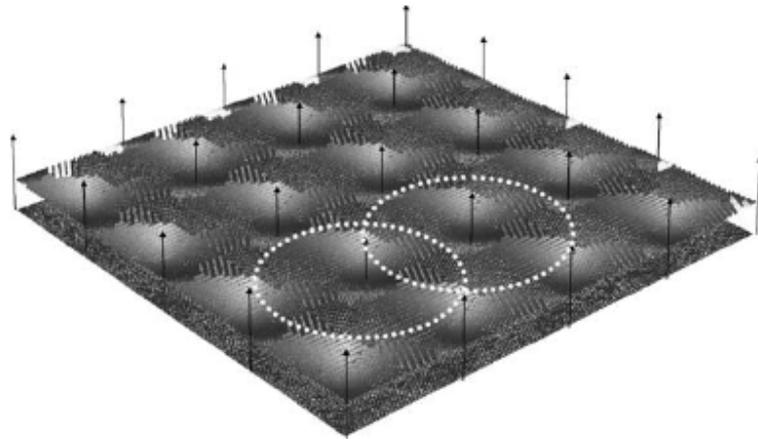
Ilustración 27: “Diagrama esquemático de un sistema de torres distribuidas”



El objetivo central de este tipo de sistemas es aumentar la eficiencia en la recolección de la energía solar, es decir, minimizar la pérdida de radiación solar incidente. Esto se puede lograr al disponer las torres con los receptores de tal manera que sus campos de helióstatos respectivos se sobrepongan parcialmente, tal como se realiza en los reflectores lineales compactos Fresnel.

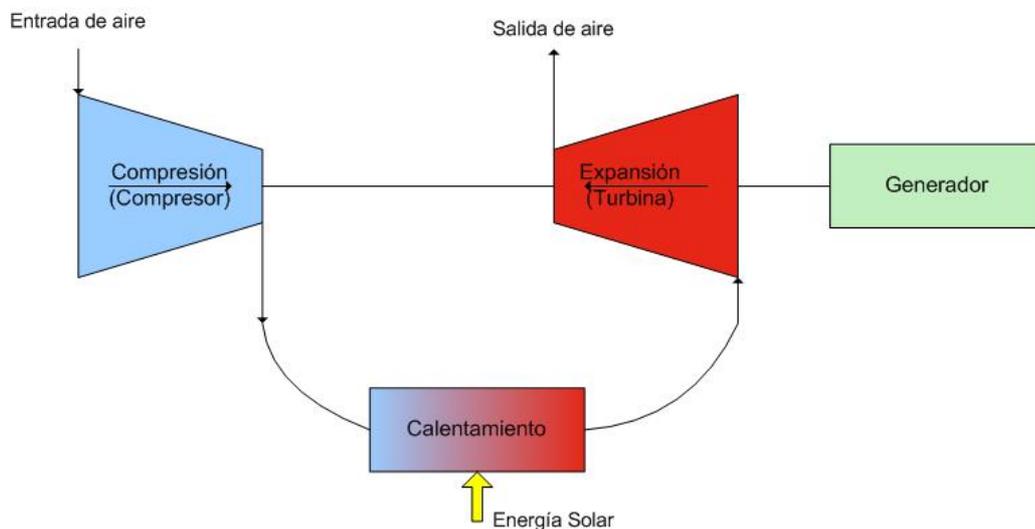
La distribución de los helióstatos en la superficie se realiza de la siguiente manera; en las zonas más cercanas a las torres, todos los helióstatos se encuentran dirigidos hacia un mismo receptor, mientras que en zonas más alejadas los helióstatos pueden estar apuntando a cuatro torres distintas, de manera alternada. De esta manera, casi el 90% de la radiación solar incidente puede ser utilizada en la producción de electricidad [15].

Ilustración 28: “Disposición espacial de un sistema de receptores centrales distribuidos” [15]



El sistema de conversión de potencia más utilizado es una micro-turbina de gas que utiliza el ciclo termodinámico de Brayton. Éste consta de tres etapas fundamentales; compresión, calentamiento y expansión de un fluido compresible, generalmente aire. Al emplear este fluido, el ciclo Brayton puede operar a temperaturas elevadas, por lo que es idóneo para aprovechar fuentes térmicas de alta temperatura, como la de los receptores centrales, y así obtener un alto rendimiento termodinámico [2].

Ilustración 29: “Ciclo termodinámico Brayton”

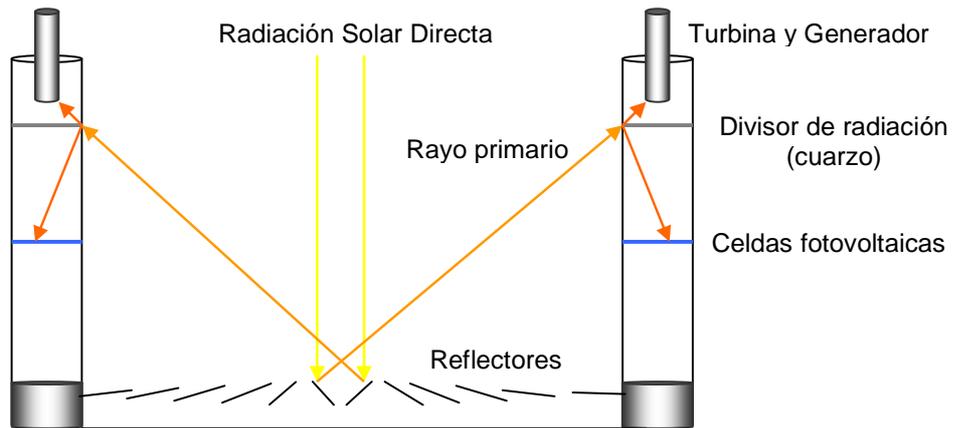


Desarrollo y estado actual

Para mejorar la eficiencia de la generación de energía de este tipo de sistemas, se ha estudiado la posibilidad de utilizar sistemas combinados, con tecnología fotovoltaica y térmica. Esto se puede realizar separando la radiación incidente de forma espectral. Para lograr esta separación, se utiliza una placa de cuarzo cubierto que desvía las ondas, correspondientes a la componente verde y roja del espectro visible ($\lambda \in [0,5$

[μm], 0,6 [μm]]) y a la mayor parte del espectro infrarrojo ($\lambda \in [0,7 [\mu\text{m}], 1,5 [\mu\text{m}]]$), hacia las celdas fotovoltaicas, ya que éstas las utilizan de manera más eficiente para la producción de electricidad. El resto del espectro de la radiación solar es enviado al receptor térmico y turbina, los cuales responden solo a la energía en la radiación incidente y no a la longitud de onda [5].

Ilustración 30: "Sistema de receptores centrales distribuidos con tecnología fotovoltaica"



Con este tipo de modificaciones, la eficiencia de generación eléctrica podría alcanzar el 30% en el corto plazo y un 40% en el mediano plazo, con micro-turbinas y celdas fotovoltaicas más avanzadas [5].

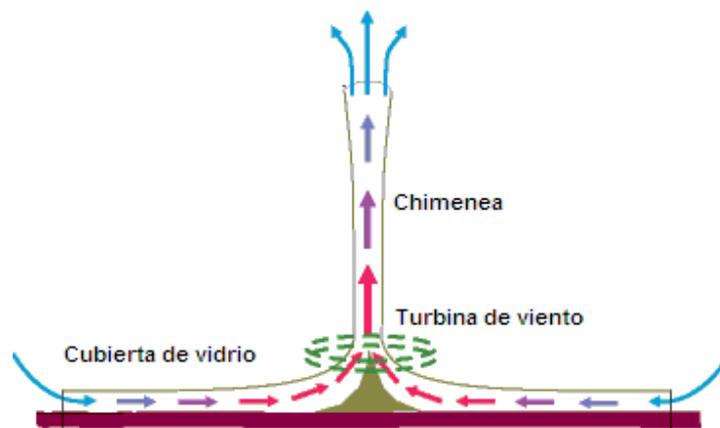
3.1.5. Sistemas de baja temperatura.

3.1.5.1. Chimenea Solar

Descripción de la tecnología

En este tipo de tecnología, aire a temperatura ambiente entra bajo una cubierta de vidrio situada alrededor de una chimenea, de alrededor de unos 5 [km] de diámetro. La radiación solar permite que este aire capturado eleve su temperatura, provocando una corriente ascendente de este fluido caliente. Ésta pasa por una turbina de viento, ubicada en la base de la chimenea, lo que permite la generación de electricidad [5].

Ilustración 31: “Diagrama esquemático de una chimenea solar” [16]



Desarrollo y estado actual

La primera chimenea solar fue construida en Manzanares, España entre los años 1982 y 1988. Esta instalación logró una eficiencia de generación eléctrica de 0,53%. Mayores avances en este tipo de sistemas no se han realizado, debido a la baja eficiencia que presentan [5].

Ilustración 32: “Primera chimenea solar ubicada en Manzanares, España” [16]



3.2. Sistemas de Almacenamiento de Energía.

Estos sistemas permiten guardar la energía durante los periodos de baja demanda y utilizarla en los periodos de alta demanda. En el caso de la energía solar, como sólo hay radiación durante el día, el empleo de un sistema de almacenamiento permite aprovechar la energía solar durante la noche.

3.2.1. Tipos de Sistemas de Almacenamiento de Energía.

Almacenamiento de calor a través de cambios de temperatura (calor sensible).

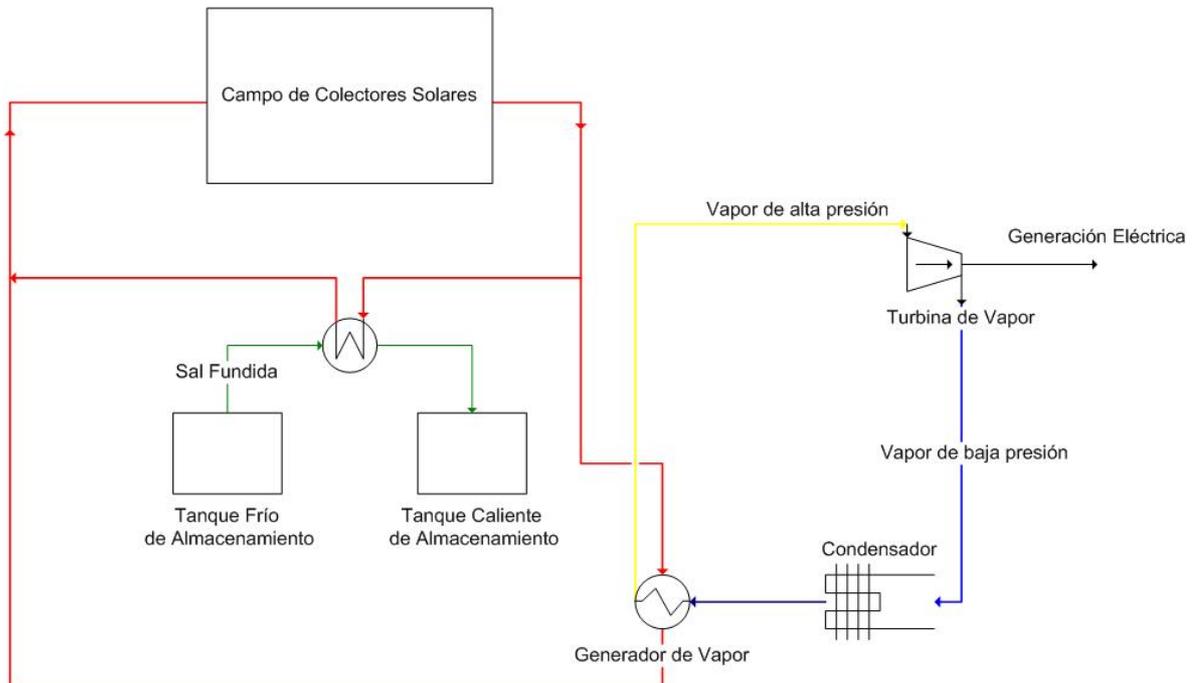
El almacenamiento de energía se basa en el calentamiento de un fluido frío con el fluido térmico proveniente del campo de colectores solares. Generalmente, se utiliza el mismo aceite térmico u otro tipo de fluidos, como sales de nitrato fundidas [2].

Existen diversas configuraciones para este tipo de sistemas. A continuación se describen brevemente algunas de ellas:

a) Almacenamiento en tanques [2]:

En este tipo de sistemas se almacena calor, proveniente del fluido térmico, en tanques con el mismo fluido o con uno distinto, a través de intercambiadores de calor. Se tienen dos o más tanques, para almacenar el fluido caliente y el fluido frío de manera separada.

Ilustración 33: "Diagrama representativo de un sistema de colectores parabólicos con almacenamiento de energía en un sistema de dos tanques"



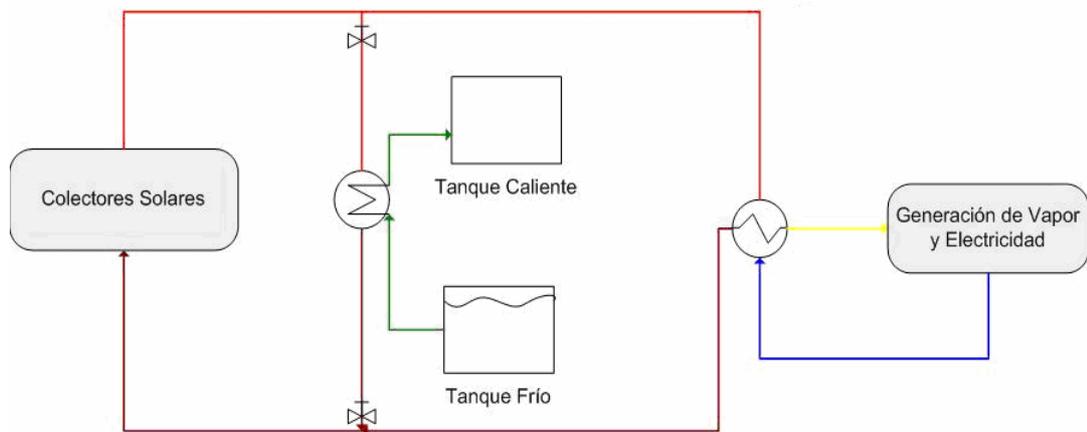
Este tipo de sistemas generalmente se utilizan en plantas de colectores cilindro-parabólicos.

El funcionamiento diario de un sistema de almacenamiento de este tipo es el siguiente:

- Al comienzo del día y del ciclo de la radiación solar:

El sistema funciona de manera normal, ya que no existe excedente de energía que almacenar.

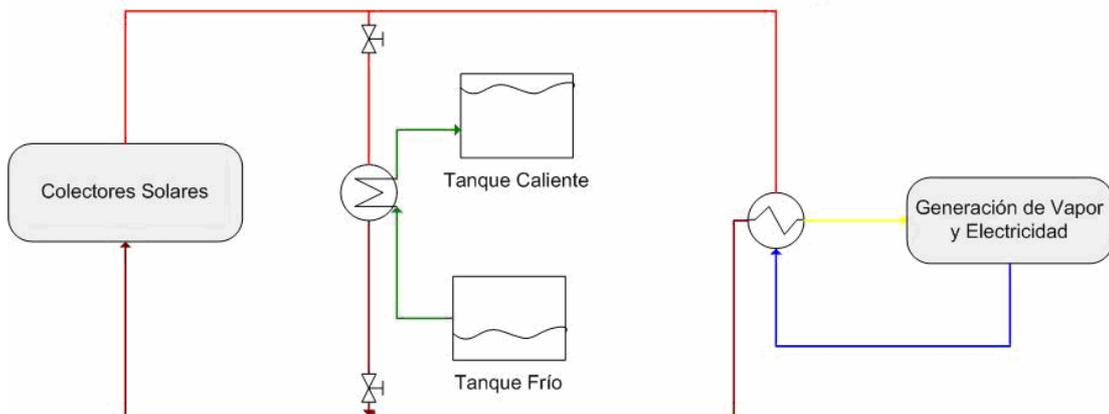
Ilustración 34: “Operación de sistema de almacenamiento al comienzo de un ciclo de radiación solar”



- En horas del alta radiación solar:

Es en estas horas donde se produce el almacenamiento de energía, ya que la energía térmica que transporta el aceite es suficiente para producir la capacidad instalada de la planta y calentar la sal fundida que se encuentra en el tanque frío. De esta manera, se va llenando el tanque caliente del sistema de almacenamiento.

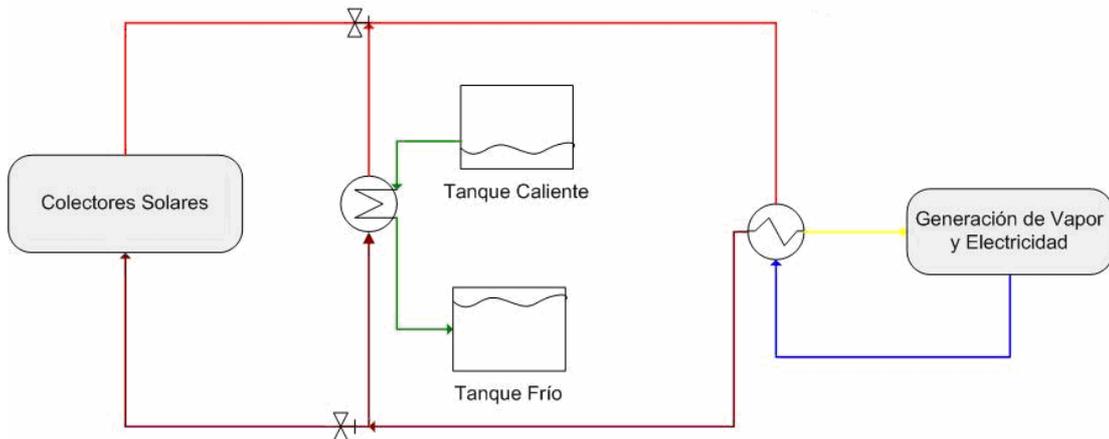
Ilustración 35: “Operación de sistema de almacenamiento en horas de alta radiación solar”



- En horas de baja o nula radiación solar:

En las horas en que la radiación solar disminuye o no existe, se utiliza el calor almacenado en el tanque para calentar el fluido térmico. Por esta razón, los flujos se invierten en el intercambiador asociado al almacenamiento y pasa lentamente la sal caliente hacia el tanque frío a medida que se calienta el aceite, llenando éste último tanque. Posteriormente se paraliza la planta, cuando se acaba el calor almacenado, hasta comenzar el ciclo nuevamente en la mañana del día siguiente.

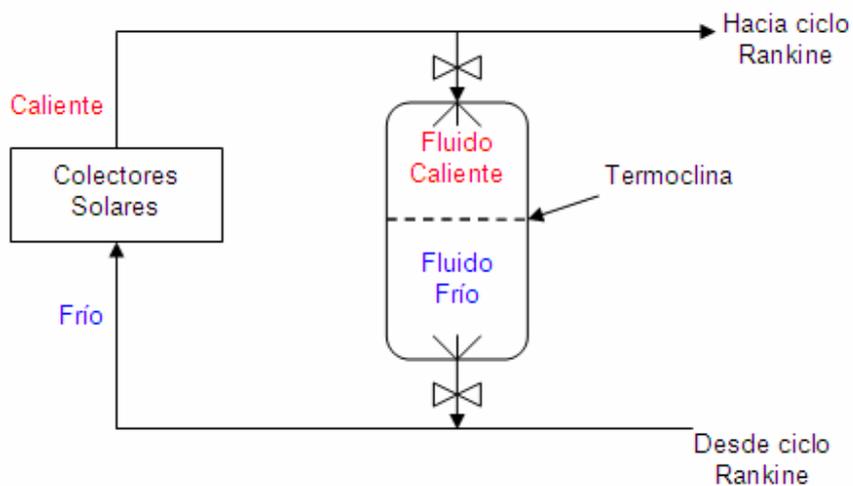
Ilustración 36: "Operación de sistema de almacenamiento en horas de baja o nula radiación solar"



b) Almacenamiento Termoclina [2]:

Es un sistema donde se almacena el fluido caliente y el fluido frío en el mismo tanque, de manera de reducir al máximo el volumen de almacenamiento. La idea del sistema es que a medida que va llegando el fluido caliente, se retire por el fondo de estanque el fluido frío almacenado, como muestra la siguiente figura:

Ilustración 37: "Sistema de almacenamiento Termoclina"



La capa que se forma entre ambos fluidos es llamada capa termoclina, y se caracteriza por ser una capa donde la temperatura cambia drásticamente.

c) Almacenamiento a alta temperatura [2]:

En este tipo de sistemas se emplean materiales sólidos inertes, como ladrillos refractarios, para almacenar el calor entregado por un gas caliente. Es por esto que este tipo de almacenamiento es ideal para sistemas que utilicen turbinas Brayton.

Almacenamiento de calor latente, donde ocurre un cambio de fase [2].

El almacenamiento de energía se produce al hacer cambiar de fase algún material. Por ejemplo, se puede utilizar energía en derretir un material (cambio de fase de sólido a líquido), como NaOH, para que luego éste entregue esta energía al cambiar de fase nuevamente (líquido a sólido). También es posible utilizar otros cambios de fase, como son la ebullición o sublimación.

La principal ventaja que presenta este tipo de sistemas es la alta densidad de energía de almacenamiento de energía, mientras que entre las desventajas que presentan están el mayor costo de los materiales de alto calor latente y su disponibilidad.

Una consideración extra que hay que tener en el caso en que el cambio de fase sea una solidificación, es que el intercambiador de calor a utilizar debe estar dentro del sistema de almacenamiento, ya que este material no puede ser bombeado. Esto es otra desventaja para este tipo de almacenamiento, ya que implica una mayor inversión en equipos.

Almacenamiento de energía termoquímica, a través de reacciones químicas.

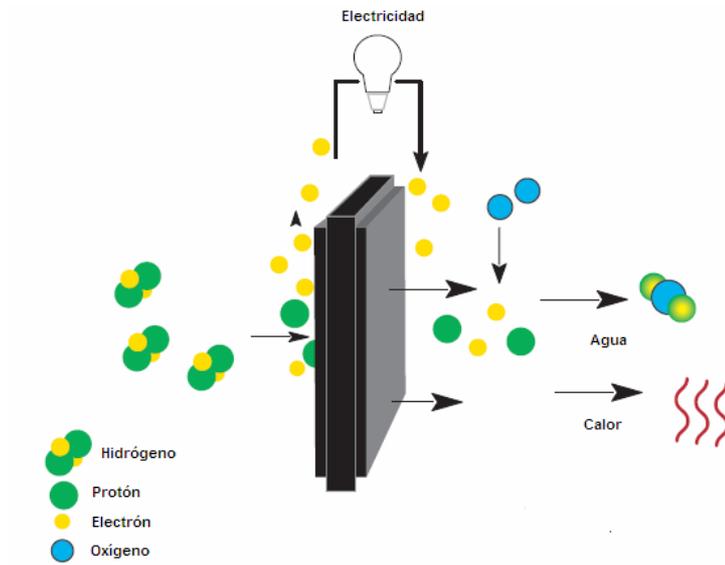
Un ejemplo del almacenamiento de energía termoquímica es la electrólisis de agua, donde se utiliza energía para producir la disociación de las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno:

Ecuación 1: "Electrólisis de agua"



La reacción anterior posee una eficiencia teórica de un 80%, y la reacción inversa, en la cual se utiliza el hidrógeno producido se hace reaccionar con oxígeno, ocurre en una celda de combustible y posee una eficiencia máxima teórica de 83% [17].

Ilustración 38: "Celda de hidrógeno" [17]



4. Evaluación Técnica de Planta Termosolar para la Generación Eléctrica

4.1. Selección y Justificación del Sistema a utilizar.

Dentro de los objetivos presentados para el presente trabajo, se encuentra la evaluación técnica de una planta de generación termo solar de electricidad. Esta evaluación consiste en el dimensionamiento de los equipos principales de la mencionada planta, de acuerdo a parámetros y datos de una localización específica dentro de Chile. Pero para poder realizar esta evaluación es necesario, primero, decidir que tipo de sistema termosolar de concentración se utilizará en esta planta.

4.1.1. Sistema a utilizar

El sistema escogido para la evaluación técnica de la planta termosolar a diseñar es la de colectores solares cilindro-parabólicos, con utilización de fluido térmico en el campo de colectores y ciclo Rankine para la generación de electricidad. Las razones para tal elección son las siguientes:

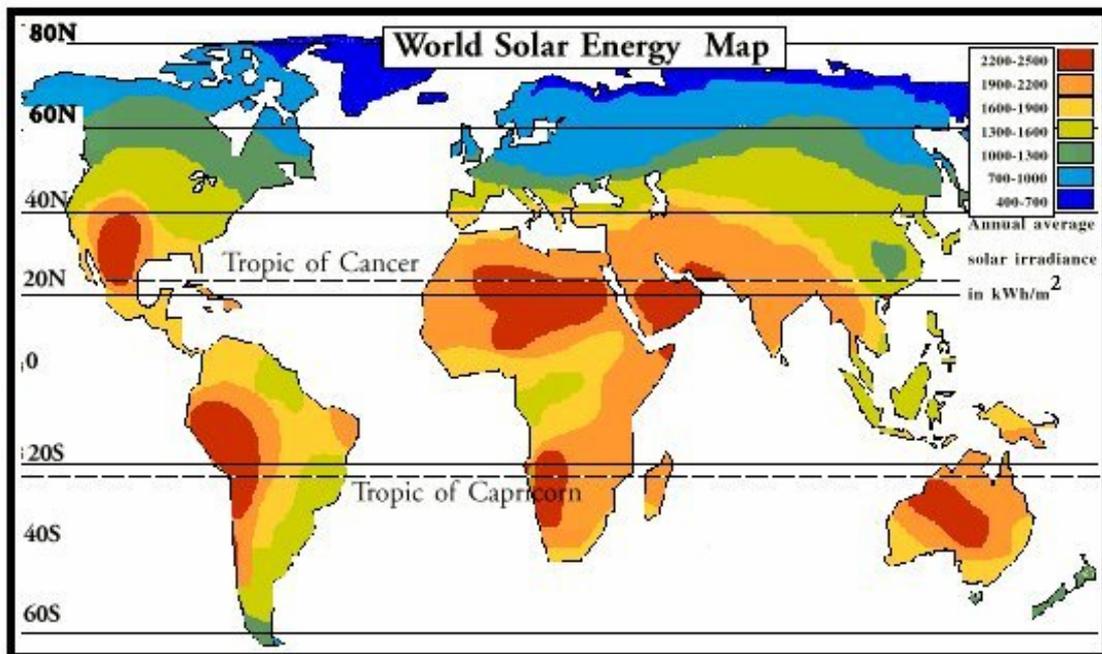
- Se trata de la tecnología más utilizada hasta el momento, y más madura, con alrededor de 350 MW de capacidad instalada. Cuenta con más de 20 años de experiencia, con diversas instalaciones exitosas a nivel comercial, como las plantas ubicadas en el Desierto de Mojave, California, sin efectos negativos en el entorno social y medio ambiental asociados a ellas.
- Existen posibilidades de reducir costos de inversión y de operación. Un ejemplo de esto, son las plantas ubicadas en Kramer Junction, California, que en los últimos cinco años, han logrado reducir sus costos de operación y mantención en un 30% [18].
- Bajo riesgo técnico y económico en el desarrollo de plantas en el corto plazo. La proyección en el largo plazo posee un riesgo mayor debido a los avances tecnológicos requeridos en el ámbito del almacenamiento de energía [18] y al desarrollo comercial de sistemas de concentración más eficiente, que por el momento se encuentran en etapa de prototipos.

4.2. Selección y Estudio de una Localización.

4.2.1. Selección de Localización

Los sistemas de concentración solares para la producción de electricidad requieren una alta intensidad de radiación directa. Las regiones apropiadas para el uso de este tipo de tecnologías son aquellas con climas áridos o semi-áridos, como el suroeste de Estados Unidos, el norte de México, el norte de África, Australia y zonas andinas ubicadas en Sudamérica.

Ilustración 39: "Mapa de radiación solar Mundial" [19]



En Chile, la intensidad de la radiación solar depende de la región donde se mida esta variable, como se aprecia en la siguiente tabla:

Tabla 4: "Radiación solar promedio en las regiones de Chile" [1]

Región	Radiación Solar [Kcal/m ² *día]
I	4.554
II	4.828
III	4.346
IV	4.258
V	3.520
VI	3.676
VII	3.672
VIII	3.475
IX	3.076
X	2.626
XI	2.603
XII	2.107
RM	3.570

La tabla anterior refleja sólo una radiación promedio por región, ya que este parámetro varía considerablemente con la hora del día, estación del año, nubosidad y humedad.

Las regiones I a IV presentan las mejores condiciones para establecer una planta de colectores solares cilindro-parabólicos, en particular el desierto de Atacama o algún centro urbano cercano a él, ya que posee una alta radiación, bajo nivel de nubosidad y existen áreas extensas donde instalar los colectores.

4.2.2. Estudio y Obtención de Datos de Localización.

Para realizar la elección de la localización donde ubicar la planta de colectores cilindro-parabólicos a diseñar, se han estudiado dos lugares; un centro urbano y un sitio inhabitado, de manera de comparar sus ventajas y desventajas.

4.2.2.1. Localización 1: Calama

Ciudad ubicada a 215 kilómetros de Antofagasta, en la II Región de Antofagasta, a una altura de 2.260 metros sobre el nivel del mar. Abarca una superficie de 15.597 [km²] y posee una población aproximada de 143.000 habitantes. Sus coordenadas geográficas son 22°30' latitud Sur y 68°54' longitud Oeste.

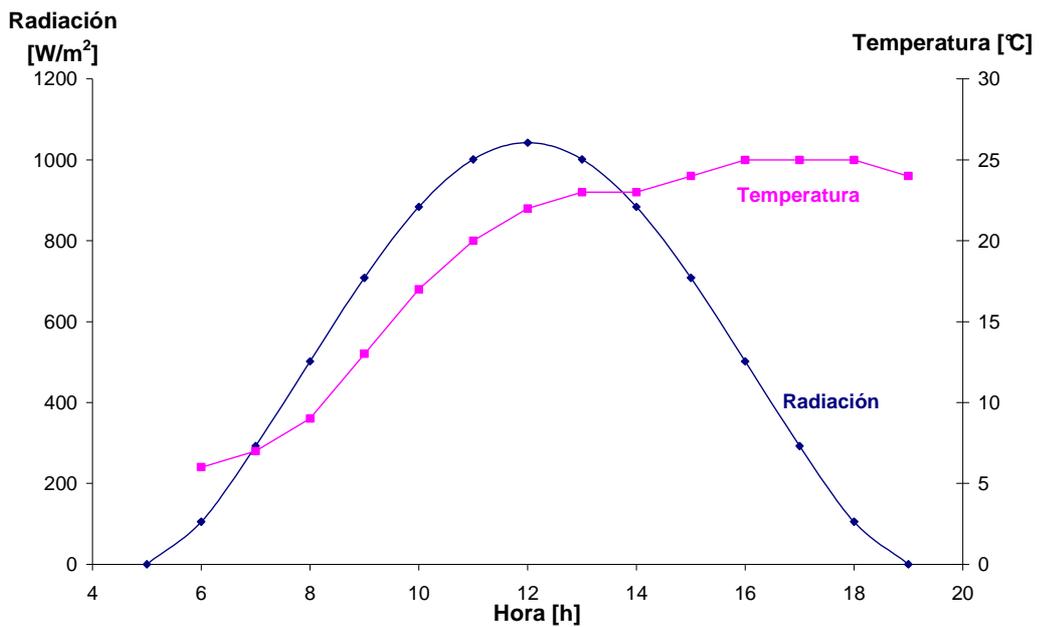
Su clima se clasifica como desértico marginal de altura y se caracteriza por una aridez extrema durante todo el año, ausencia de humedad y una carencia casi absoluta de nubosidad, lo que permite una alta radiación solar durante el día. Las temperaturas presentan un ciclo diario con una significativa amplitud, que bordea los veinte grados en verano e invierno.

Ilustración 40: "Imagen Satelital Ciudad de Calama" [20]



Los valores de radiación solar para esta ciudad son posibles de obtener a partir de dos fuentes; datos publicados en la literatura [21] y un modelo de radiación solar (Bird Model [22]). Si bien se trabajará con los datos reales, es importante mencionar la existencia del modelo, ya que permite tener una referencia de los valores de radiación solar en localizaciones donde no existen mediciones reales.

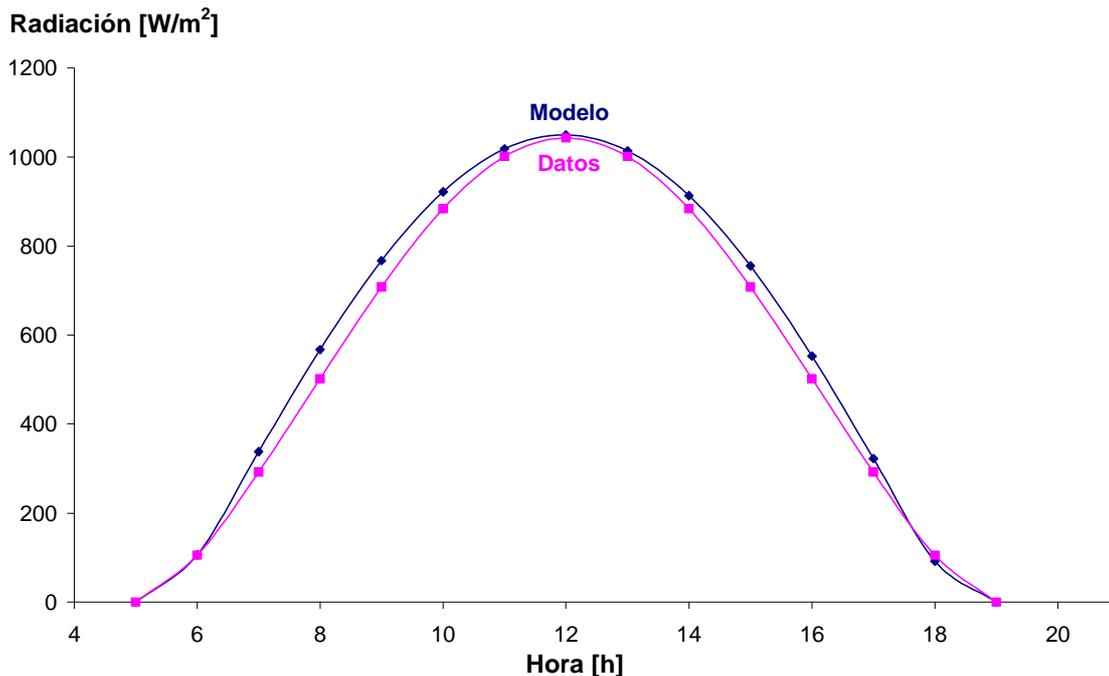
Gráfico 1: "Radiación Solar y Temperatura promedio para Calama, mes de Diciembre" [21]



La velocidad promedio del aire en la zona 8 es de [m/s] con un máximo de 18,1 [m/s] en el mes de Agosto [23].

A continuación se presenta una comparación entre los datos reales y los valores arrojados por el modelo. En él, se observa que el modelo se ajusta bastante bien a los datos, con un error máximo de un 14%.

Gráfico 2: “Comparación datos reales de radiación con valores entregados por modelo”



4.2.2.2. Localización 2: Sector cordillerano del desierto de Atacama

El desierto de Atacama es el desierto más árido y seco del mundo. Se extiende entre los ríos Copiapó y Loa, en la Región de Antofagasta y al norte de la Región de Atacama. Está situado sobre el Trópico de Capricornio, paralelo ubicado en la latitud $23^{\circ}27'$ Sur, al igual que el Desierto del Kalahari o que el Gran Desierto de Australia. La aridez que posee este desierto se debe al efecto barrera de la Cordillera de los Andes, que bloquea la humedad procedente del Océano Atlántico a través de la Cuenca Amazónica.

Los datos para esta zona se obtuvieron del registro que mantiene la organización intergubernamental europea para estudios astronómicos ESO [24] (*European Southern Observatory*), para la realización de su proyecto ALMA [25] (*Atacama Large Millimeter Array*). Desde Junio del año 1998, ESO ha monitoreado las condiciones troposféricas en el desierto de Atacama, específicamente en el sector del Llano de Chajñator, donde el proyecto ALMA se llevará a cabo. Este lugar se encuentra ubicado en la región de Antofagasta, en el paralelo $23^{\circ}1'$ latitud Sur, a una altura de 5.074 [m] sobre el nivel del mar [24].

Dentro de los parámetros monitoreados, se encuentran temperatura, humedad, velocidad del aire y radiación solar. Este último es el más relevante para el presente estudio.

Ilustración 41: "Llano de Chajnator" [25]



Los datos utilizados para el estudio son los del día 21 de Diciembre, solsticio de verano del año 2004, ya que es cuando se produce la mayor radiación solar. A continuación se presenta un resumen con los datos para la locación durante esta fecha y su mes correspondiente.

Gráfico 3: "Radiación solar y Temperatura, 21 de Diciembre 2004" [25]

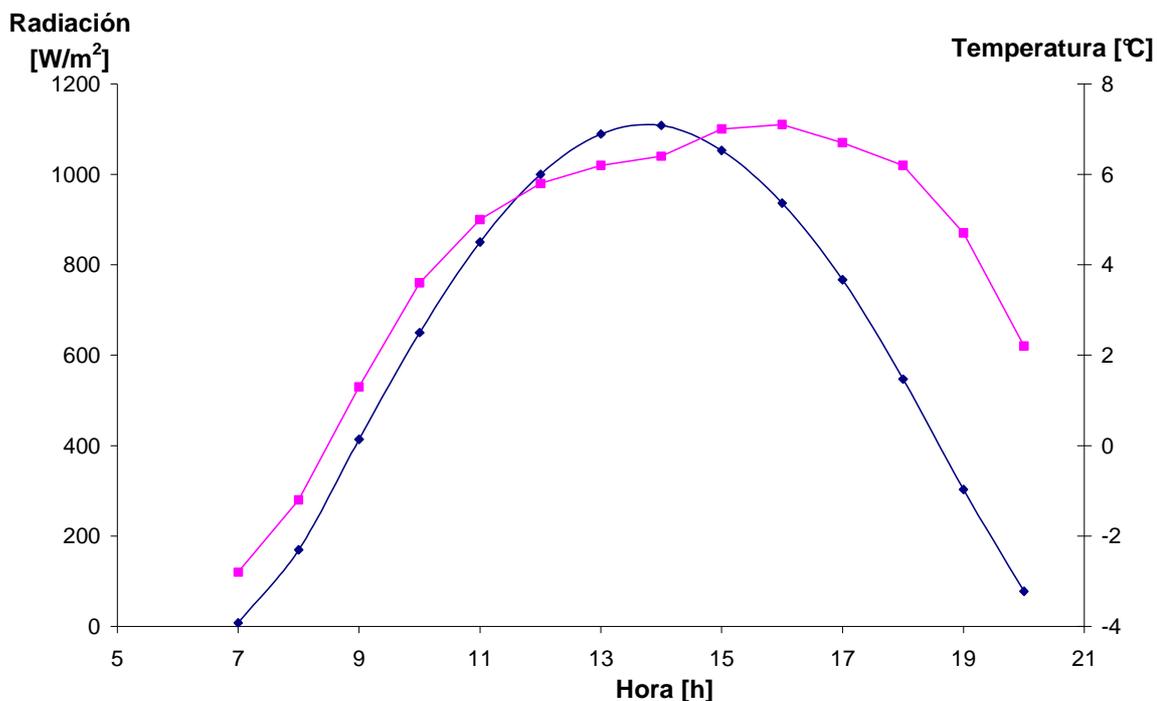
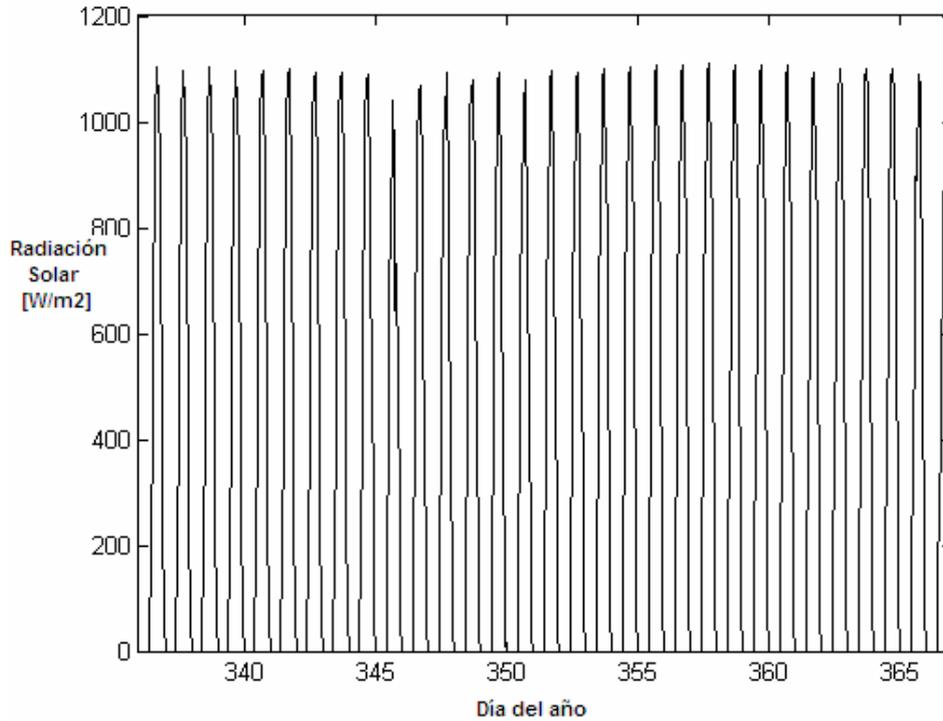


Ilustración 42: "Radiación solar Diciembre 2004" [25]



En la figura anterior se observa que durante el mes de Diciembre del año 2004, la radiación solar se mantuvo relativamente constante durante todo el mes, lo que indica que la nubosidad en la zona fue muy baja. Por último, la velocidad máxima del viento en el lugar fue de 24 [m/s], con un promedio de 7[m/s] [25].

Estudiando los datos presentados anteriormente, se ha escogido como ubicación probable de la planta las cercanías de la ciudad de Calama, ya que presenta radiación muy similar a la del desierto de Atacama, pero posee mejores condiciones para poder distribuir la electricidad generada, incluida una subestación y una línea de transmisión. (Ver Anexo).

4.3. Relaciones Geométricas.

Para estudiar la captación de energía solar en una planta de colectores cilindro-parabólicos, primero es necesario revisar algunas relaciones geométricas que permiten estimar de manera precisa la cantidad de energía que es posible captar.

4.3.1. Ángulos Tierra – Sol

- Angulo hora solar (ω).

Para describir la rotación de la Tierra sobre su eje, se utiliza el concepto de ángulo de hora solar. Este ángulo corresponde a la distancia angular entre el meridiano del observador y el meridiano cuyo plano contiene al sol. Una expresión que permite determinar este parámetro de acuerdo a la hora del día es:

Ecuación 2: “Ángulo de hora solar” [2]

$$\omega = 15 \cdot (t_s - 12)$$

Donde t_s es el tiempo solar, de acuerdo a una escala de 1:00 a 24:00. Este tiempo no necesariamente coincide con el tiempo medido por reloj, por lo que la diferencia entre ambos se cuantifica en la llamada *ecuación de tiempo*.

Ecuación 3: “Ecuación de tiempo” [2]

$$EOT = 0,258 \cdot \cos(x) - 7,416 \cdot \text{sen}(x) - 3,648 \cdot \cos(2 \cdot x) - 9,228 \cdot \text{sen}(2 \cdot x) [\text{min}]$$

Donde el ángulo x se define como una función dependiente del día del año, de acuerdo a la siguiente expresión:

Ecuación 4: “Ángulo x ” [2]

$$x = \frac{360 \cdot (n - 1)}{365,242} [^\circ]$$

Donde n es el número secuencial del día del año ($n=1$, para el primero de Enero)

Finalmente, el tiempo solar se puede expresar en función del tiempo reloj, de acuerdo a la siguiente ecuación:

Ecuación 5: “Tiempo solar” [2]

$$t_s = t_{\text{reloj}} + \frac{EOT}{60}$$

- Ángulo de Declinación (δ)

El ángulo de declinación solar indica la posición angular del Sol al mediodía, con respecto al plano del ecuador. Este ángulo varía con las estaciones y su período es de un año, es decir, el tiempo que tarda la Tierra en dar una vuelta completa alrededor del Sol.

Una fórmula para determinar el ángulo de declinación utilizada para aplicaciones de ingeniería es:

Ecuación 6: "Ángulo de declinación" [2]

$$\delta = 24,45 \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + n}{365}\right)$$

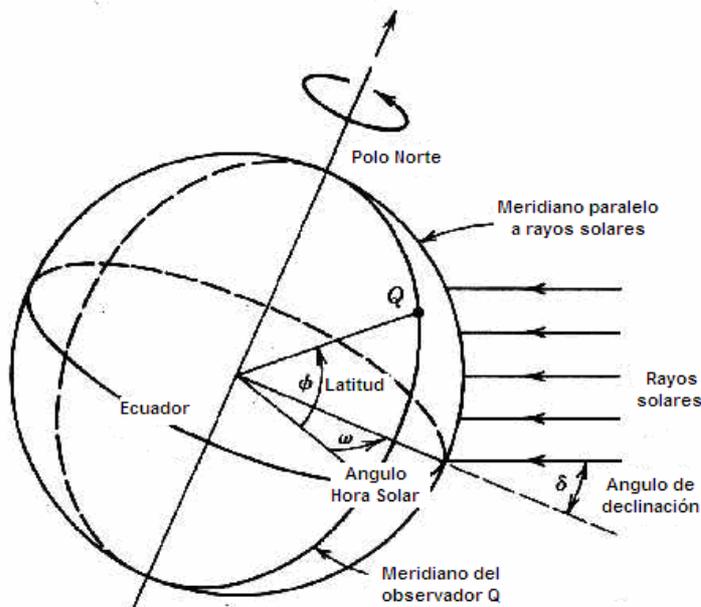
Donde n es el número secuencial del día del año ($n=1$, para el primero de Enero) y δ es la declinación en grados [9].

- Ángulo de Latitud (ϕ)

El ángulo de latitud corresponde a la distancia angular, medida sobre un meridiano, entre el plano ecuatorial y el paralelo de cualquier localización terrestre (Q).

En la siguiente Ilustración se pueden observar los tres ángulos descritos anteriormente.

Ilustración 43: "Ángulos Tierra - Sol" [2]



4.3.2. Ángulos Observador – Sol

Estos ángulos se utilizan para definir la posición del Sol relativa a un sistema de coordenadas basado en un punto de observación, no en el centro de la Tierra. La posición del Sol con respecto a estas coordenadas se puede describir por dos ángulos; el ángulo de altitud y el ángulo Azimut.

- Altitud (α)

Es el ángulo que forma el rayo solar con el plano horizontal, medido en un plano perpendicular a este último. Este ángulo depende de la hora del día, de la latitud y de la declinación de acuerdo a la siguiente expresión:

Ecuación 7: "Ángulo de altitud" [2]

$$\text{sen}(\alpha) = \text{sen}(\varphi) \cdot \text{sen}(\delta) + \cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega)$$

- Azimut (A_z)

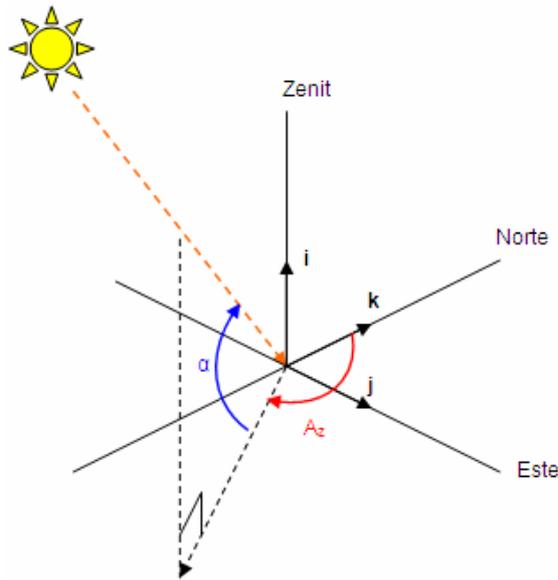
Es el ángulo formado por la proyección en el plano horizontal del rayo solar y la línea Norte-Sur. Al igual que el ángulo de altitud, las variables que influyen en el ángulo de azimut son la hora del día, la latitud y la declinación, de acuerdo a la siguiente expresión:

Ecuación 8: "Ángulo azimut" [2]

$$\text{sen}(A_z) = \frac{\cos(\delta) \cdot \text{sen}(\omega)}{\cos(\alpha)}$$

Ambos ángulos se encuentran representados en la siguiente ilustración:

Ilustración 44: "Ángulos Observador-Sol"

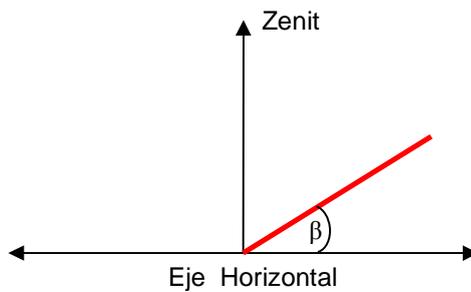


4.3.3. Ángulos Configuración Colector.

- Inclinación (β).

Es el ángulo que forma el colector con respecto al eje horizontal, es decir, la pendiente con la que se eleva.

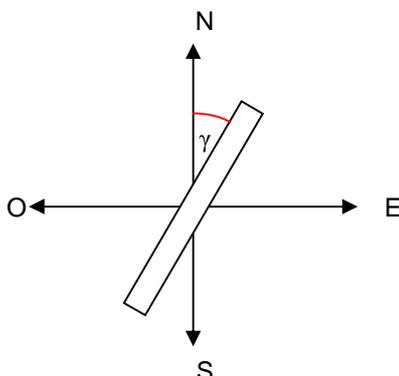
Ilustración 45: "Inclinación colector β "



- Ángulo de apertura de Azimut (γ)

Es el ángulo que determina la posición en el plano horizontal del colector. Este ángulo es 0° cuando el colector se encuentra orientado en dirección Norte-Sur.

Ilustración 46: "Ángulo de apertura de Azimut"



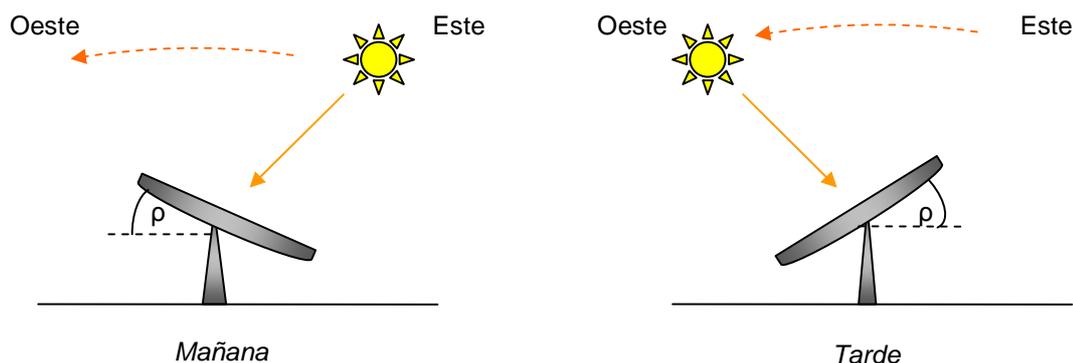
4.3.4. Ángulo de Seguimiento Solar (ρ)

Corresponde a la rotación que debe realizar el colector para alinear el eje de la normal a la superficie del colector hacia el rayo central de la radiación solar. Para un colector cilindro-parabólico, orientado Norte-Sur, cuyo seguimiento solar se realiza en dirección Este-Oeste, la ecuación que determina el valor de este ángulo es:

Ecuación 9: "Ángulo de seguimiento solar (ρ)" [2]

$$\tan(\rho) = \frac{\cos(\alpha)}{\tan(\alpha)}$$

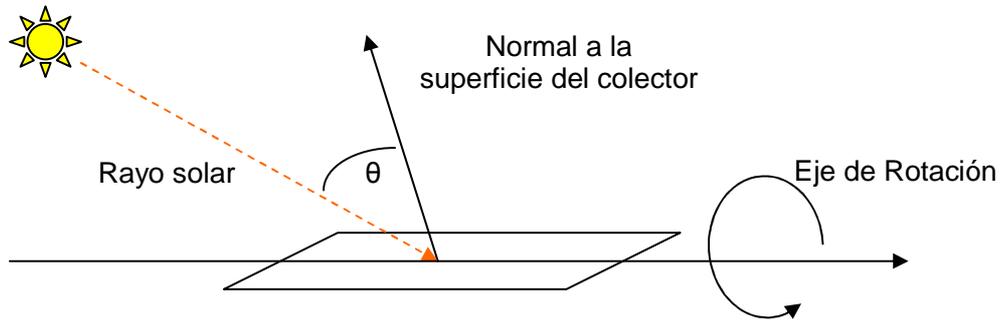
Ilustración 47: "Ángulo de Seguimiento Solar"



4.3.5. Ángulo de Incidencia (θ)

Es el ángulo entre los rayos solares y el vector normal a la superficie del colector. Este ángulo es de suma importancia para el diseño de un sistema de concentración solar, ya que el máximo de la radiación solar que puede alcanzar la superficie de un colector es reducida por el coseno de este ángulo.

Ilustración 48: "Ángulo de Incidencia θ "



El ángulo de incidencia depende del tipo de colector con el que se esté trabajando, los ángulos Tierra-Sol y los ángulos Observador-Sol y los ángulos de configuración del colector descritos anteriormente. Para el caso de un colector cilindro-parabólico, orientado en dirección Norte-Sur y con pendiente nula, la expresión para el ángulo de incidencia es:

Ecuación 10: "Angulo de incidencia con colector horizontal, orientado en eje Norte-Sur" [2]

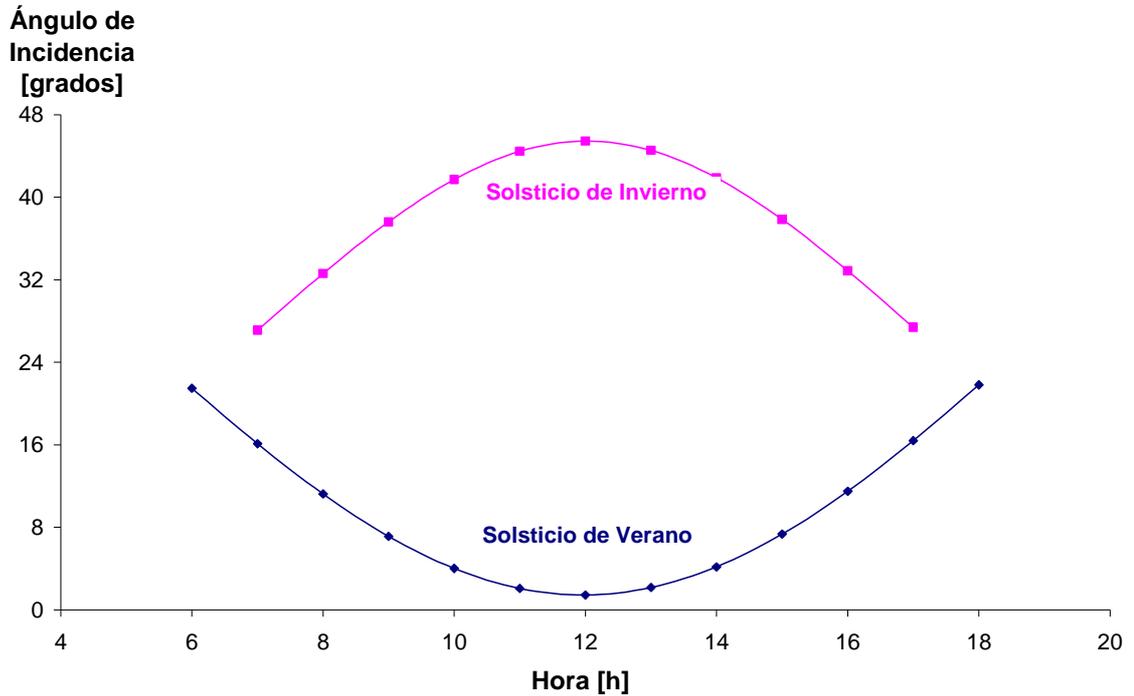
$$\cos(\theta) = \sqrt{1 - \cos^2(\alpha) \cdot \cos^2(A)}$$

4.3.6. Condiciones para Evaluación.

La evaluación de la planta estudiada fue programada para el día 21 de Diciembre. Con respecto a los ángulos Tierra-Sol, la latitud es un parámetro fijo (22° Sur), ya que la localización de la planta ya está decidida. En esta fecha el valor de la declinación alcanza su mínimo ($-23,45^\circ$) y la evaluación se realizará para todo el día, por lo que el ángulo de hora solar quedará como variable. La obtención de los ángulos de altitud y azimut depende de los ángulos anteriores y también variarán a lo largo del día. Por último, para el sistema de colectores estudiado en el presente trabajo, se ha decidido que su ubicación sea en dirección Norte-Sur ($\gamma=0$), con seguimiento solar en dirección Este-Oeste, ya que éste es el sistema de seguimiento más eficiente [23]. Además, los colectores se ubicarán sin inclinación, es decir, $\beta=0$, ya que esta es la configuración más utilizada en las plantas operativas.

De acuerdo a las ecuaciones 1 a 10 y a los parámetros específicos de la localización seleccionada, se calculó el ángulo de incidencia para dos condiciones extremas, el solsticio de verano (día de evaluación de la planta) y el solsticio de invierno, a modo de comparación.

Gráfico 4: “Angulo de Incidencia con colector horizontal, orientado en dirección Norte-Sur”



En el gráfico anterior se observa la variación del ángulo de incidencia a lo largo del día para las dos situaciones evaluadas. Se observa que las curvas de ambos días tienen un comportamiento inverso, es decir, a las 12 del día en el invierno se alcanza el mayor ángulo de incidencia del año, mientras que en verano éste alcanza su mínimo. Este comportamiento tiene relación con la posición del sol en estas dos épocas (movimiento de traslación).

4.4. Balance de Energía.

Sólo después de establecer las relaciones geométricas correspondientes a la configuración y posición de los colectores y obtener el ángulo de incidencia, es posible realizar el balance de energía. A continuación se presentan los antecedentes teóricos utilizados para la realización del balance de energía de una planta de colectores parabólicos ubicada en el norte de Chile.

4.4.1. Antecedentes Teóricos

4.4.1.1. Energía Total Incidente

La energía solar total incidente sobre un colector cilindro-parabólico viene dada por la siguiente expresión:

Ecuación 11: "Energía total incidente sobre la superficie de un colector"[3]

$$Q_{inc} = I_{inc} \cdot \cos(\theta) \cdot S_c$$

Donde I_{inc} es la radiación directa incidente a la superficie del colector, θ es el ángulo de incidencia de los rayos solares y S_c es el área de apertura de la superficie del colector, que para el caso de un colector LS-3 es de 545 [m²] [3].

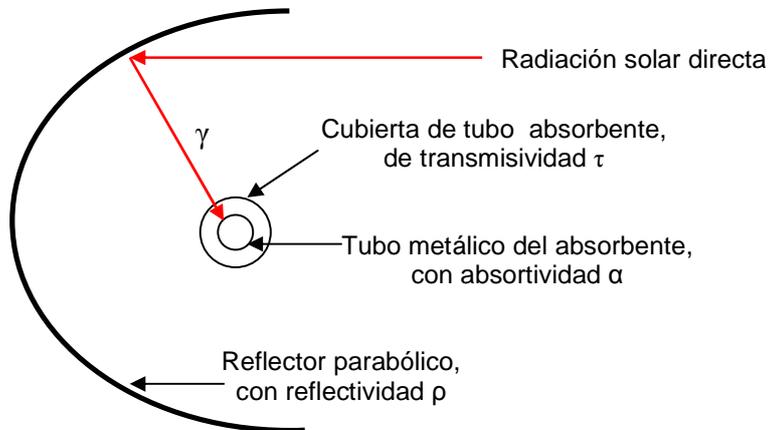
4.4.1.2. Pérdidas de Energía.

- Pérdidas ópticas:

Este tipo de pérdida se deben a cuatro motivos; la superficie reflexiva del concentrador no es un reflector perfecto, el vidrio que cubre al tubo receptor metálico no es totalmente transparente, la superficie selectiva del tubo metálico no es un absorbente perfecto y la geometría del concentrador parabólico no es perfecta. Estas imperfecciones provocan que se pierda parte de la radiación solar directa que incide sobre la superficie del concentrador. Los cuatro parámetros que se consideran en las pérdidas ópticas son:

- a) Reflectividad de la superficie del colector ρ : Para los colectores parabólicos LS-3, este parámetro alcanza un valor de 0,96 [3].
- b) Factor de intercepción γ : Un valor típico de este parámetro es 0,95 [3].
- c) Transmisividad de la cubierta del tubo absorbente τ : Para los colectores parabólicos LS-3, este parámetro alcanza un valor de 0,92 [3].
- d) Absortividad del tubo metálico α : Para los colectores parabólicos LS-3, este parámetro alcanza un valor de 0,96 [3].

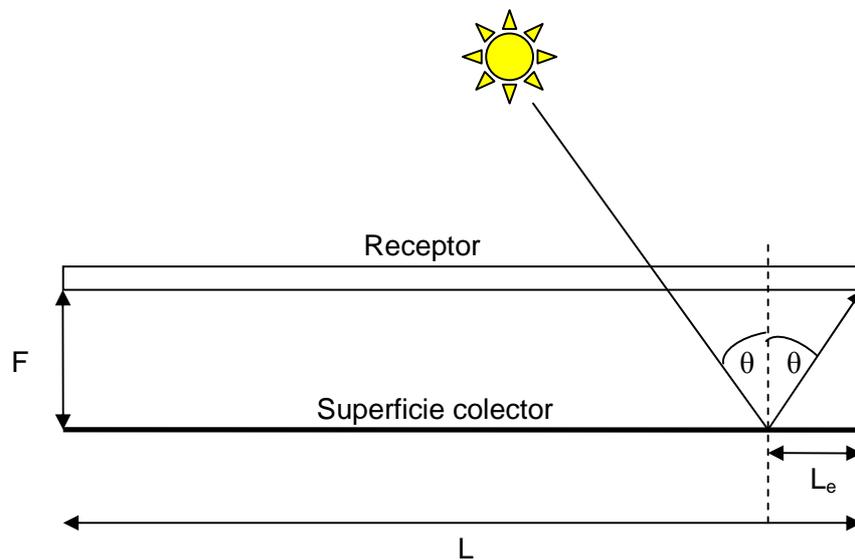
Ilustración 49: "Pérdidas ópticas"



- Pérdidas geométricas.

Son causadas por el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre la superficie del colector y provoca que en los extremos del colector haya una pérdida de superficie reflexiva útil.

Ilustración 50: "Pérdidas geométricas en un colector parabólico"



El área de colector que se pierde por este hecho, S_E , viene dado por la siguiente ecuación:

Ecuación 12: "Área colector pérdida por efecto del ángulo de incidencia" [3]

$$S_E = A \cdot L_E = A \cdot \left(F + \left(\frac{F \cdot A^2}{48 \cdot F^2} \right) \right) \cdot \tan(\theta)$$

Donde A es el ancho del concentrador cilindro parabólico, F la distancia focal de la parábola y θ el ángulo de incidencia de la radiación solar directa.

- Pérdidas térmicas

Se producen principalmente en dos lugares: en el tubo receptor y en las tuberías de fluido térmico, siendo las primeras las más importantes.

Las pérdidas térmicas asociadas al tubo receptor, cuando existe vacío entre el tubo metálico y la cubierta de vidrio, están compuestas por pérdidas de calor por conducción a través de los soportes de los tubos, pérdidas por convección y radiación desde el tubo de cristal al ambiente y pérdidas por radiación entre el tubo metálico y la cubierta de cristal.

Si bien cada una de las pérdidas mencionadas anteriormente puede ser calculada de acuerdo a las ecuaciones clásicas de transferencia de calor, en la práctica se utiliza un coeficiente global U_L , para cuantificar las pérdidas térmicas globales desde el tubo receptor al ambiente. Este coeficiente es un dato entregado por el fabricante del colector, y para el caso de un colector LS-3, un valor aproximado de este parámetro es de 4 [W/m²], para temperaturas en torno a los 350°C [3].

La expresión que permite calcular las pérdidas térmicas de un colector parabólico es:

Ecuación 13: "Pérdidas térmicas en un colector parabólico" [3]

$$Q_{\text{térmico}} = U_L \cdot \pi \cdot D_o \cdot L \cdot (T_{\text{abs}} - T_{\text{amb}})$$

Donde T_{abs} es la temperatura media del tubo absorbente metálico, T_{amb} es la temperatura ambiente, D_o es el diámetro exterior del tubo receptor metálico y L es la longitud de dicho tubo.

4.4.1.3. Energía útil

La energía útil que finalmente se utiliza para calentar el fluido térmico que circula en el tubo receptor es:

Ecuación 14: "Energía útil"

$$Q_{\text{útil}} = Q_{\text{inc}} \cdot [(1 - \rho \cdot \alpha \cdot \tau \cdot \gamma) - \cos(\theta) \cdot S_e] - Q_{\text{térmico}}$$

Esta energía es equivalente a la adquirida por el fluido térmico, para elevar su temperatura, cuya expresión es:

Ecuación 15: "Energía adquirida por fluido térmico"

$$Q_{\text{útil}} = \dot{m} \cdot c_p \cdot (T_{\text{out}} - T_{\text{in}})$$

La expresión que permite determinar la generación de vapor, considera una eficiencia en la transferencia de calor desde el fluido térmico hacia el agua (η). Ésta es:

Ecuación 16: "Generación de vapor"

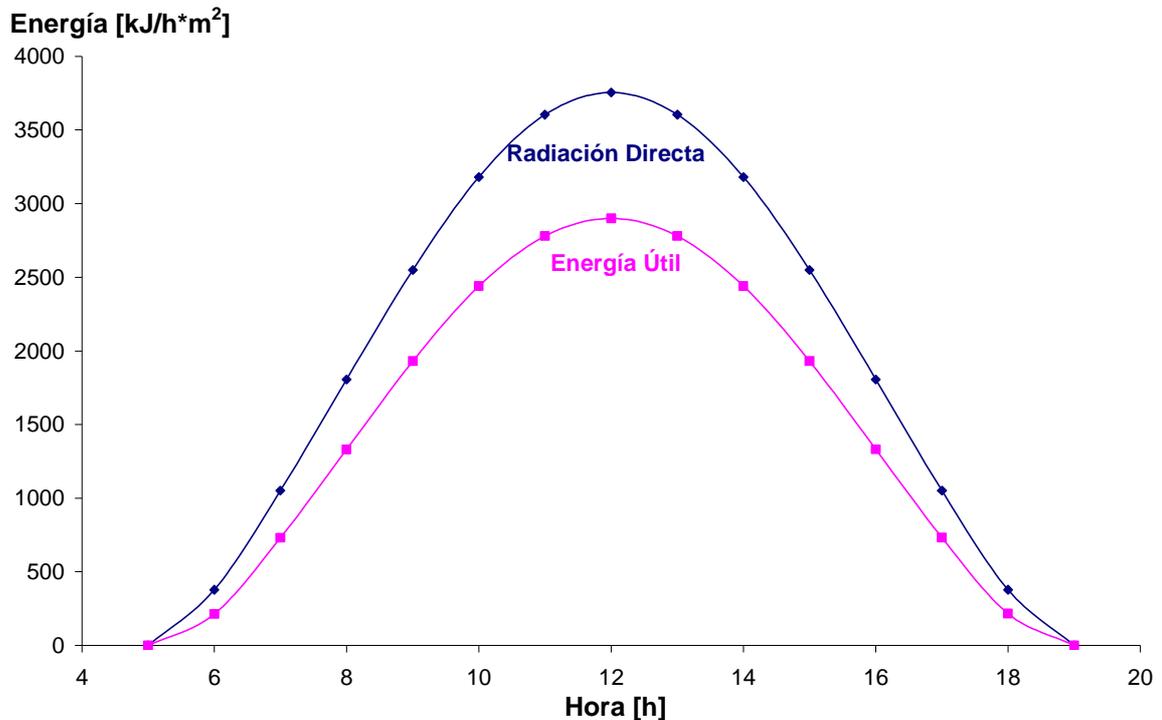
$$\dot{m}_{\text{térmico}} \cdot c_{p,\text{térmico}} \cdot (T_{\text{térmico,out}} - T_{\text{térmico,in}}) \cdot \eta_{\text{transferencia calor}} = \dot{m}_{\text{vapor}} \cdot (H_{\text{vapor,out}} - H_{\text{vapor,in}})$$

Con todos los antecedentes teóricos presentados anteriormente, es posible desarrollar un balance de energía para la localización escogida, de acuerdo a los datos de radiación y temperatura, el ángulo de incidencia de esta radiación y parámetros propios de los fluidos de trabajo.

4.4.2. Desarrollo de Balance Térmico para Planta Estudiada

Las pérdidas de energía representan una disminución de hasta un 43,4% en la energía incidente, como se observa en el siguiente gráfico:

Gráfico 5: "Comparación entre la radiación directa y la energía útil"

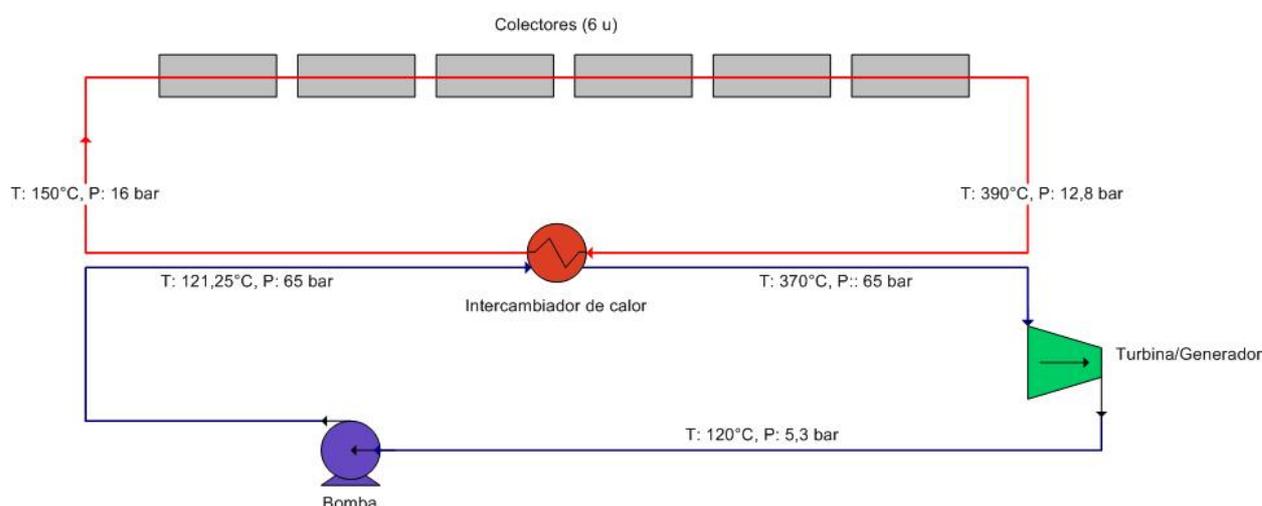


Este alto porcentaje de pérdida de calor se produce cuando la radiación alcanza su punto mínimo, mientras que la pérdida que se produce en el peak de radiación alcanza un 23,3%. La pérdida promedio diaria de energía incidente corresponde al 27,9%.

Una vez determinada la energía útil, se fijaron ciertos parámetros, relacionados con las temperaturas y presiones alcanzadas a lo largo del proceso [26]. De esta manera es posible obtener los requerimientos de fluido térmico y vapor (agua). El fluido térmico elegido es aceite térmico Therminol VP-1, que posee un calor específico de 1.578 [J/kg °C] [27].

A continuación se presenta un diagrama donde se presentan las condiciones utilizadas:

Ilustración 51: "Supuestos utilizados para la realización del balance de energía" [26]

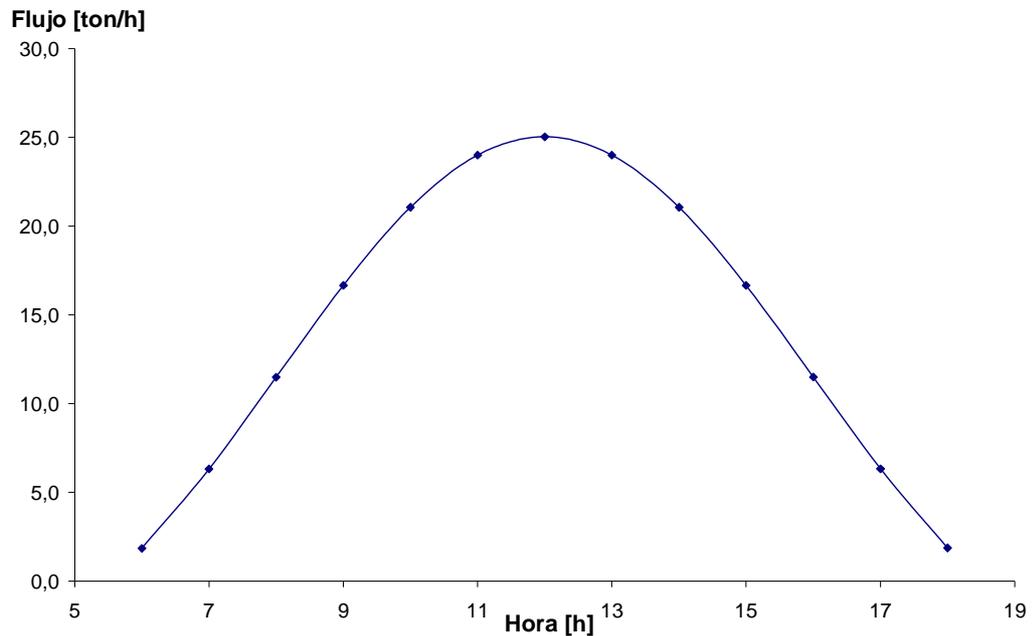


Los resultados que se presentan a continuación se refieren a valores para un fila de colectores, es decir, solo 6. Una vez decidido el número de colectores final, los resultados presentados se multiplican por el número de filas final con los que contará la planta.

4.4.2.1. Cantidad de fluido térmico requerido.

En el diagrama anterior, se observa un ciclo representativo donde el fluido térmico alcanza una temperatura de 390°C luego de pasar por una fila compuesta por 6 colectores. Luego vuelve a ella a 150°C, después de entregar calor para la producción de vapor. Así, es posible obtener el flujo de aceite requerido, de acuerdo a la ecuación 14, para que cumpla estas condiciones impuestas.

Gráfico 6: “Flujo de aceite térmico Therminol VP-1 calentado a 390°C”

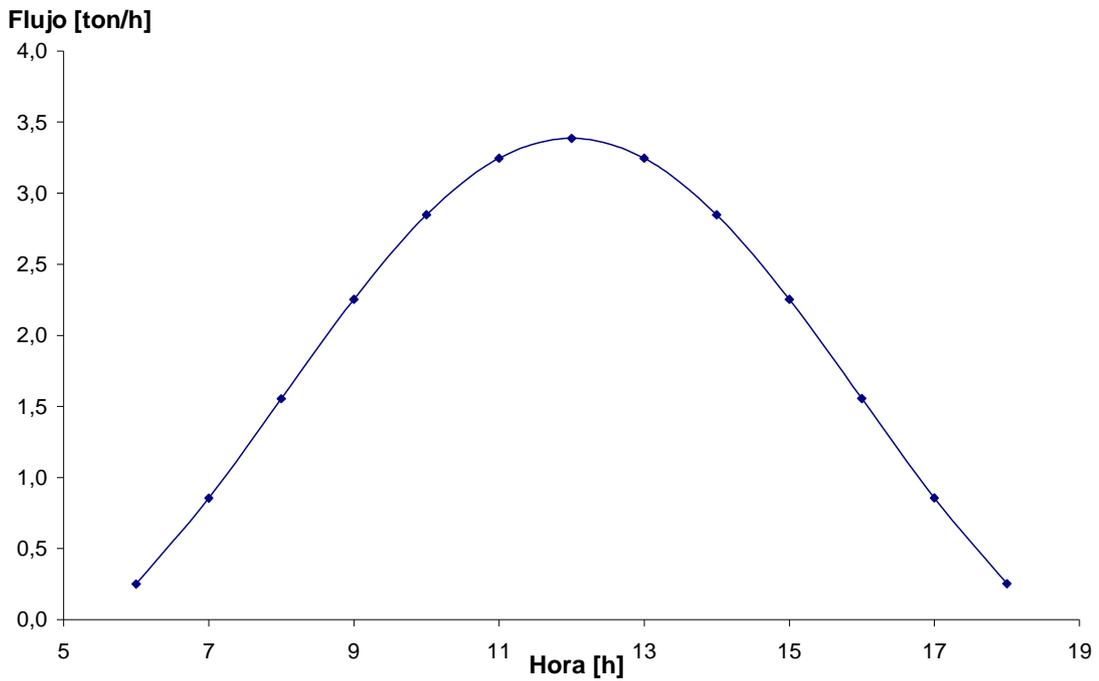


El flujo máximo requerido para elevar la temperatura del fluido es de 25,1 [ton/h], lo que equivale a 0,007 [m³/s]. Si consideramos que el diámetro interno del receptor es de 7 [cm], el fluido lo recorre a una velocidad máxima de 1,71 [m/s]. Esta velocidad puede ser regulada para los distintos momentos del día a través de un sistema de control (sensor de flujo y bomba).

4.4.2.2. Producción de vapor

La producción de vapor tiene un comportamiento similar al flujo de aceite térmico, y se obtiene a partir de la ecuación 15. Se ha considerado una eficiencia en la transferencia de calor de un 92 %, reportada en la literatura [28].

Gráfico 7: "Producción de vapor a 370°C y 65 bar"



4.4.2.3. Producción de electricidad

La producción de electricidad se realiza utilizando el ciclo termodinámico Rankine. Se ha determinado la generación de electricidad con dos eficiencias del ciclo distintas, una teórica del ciclo y una eficiencia promedio obtenida de la literatura.

- Eficiencia teórica

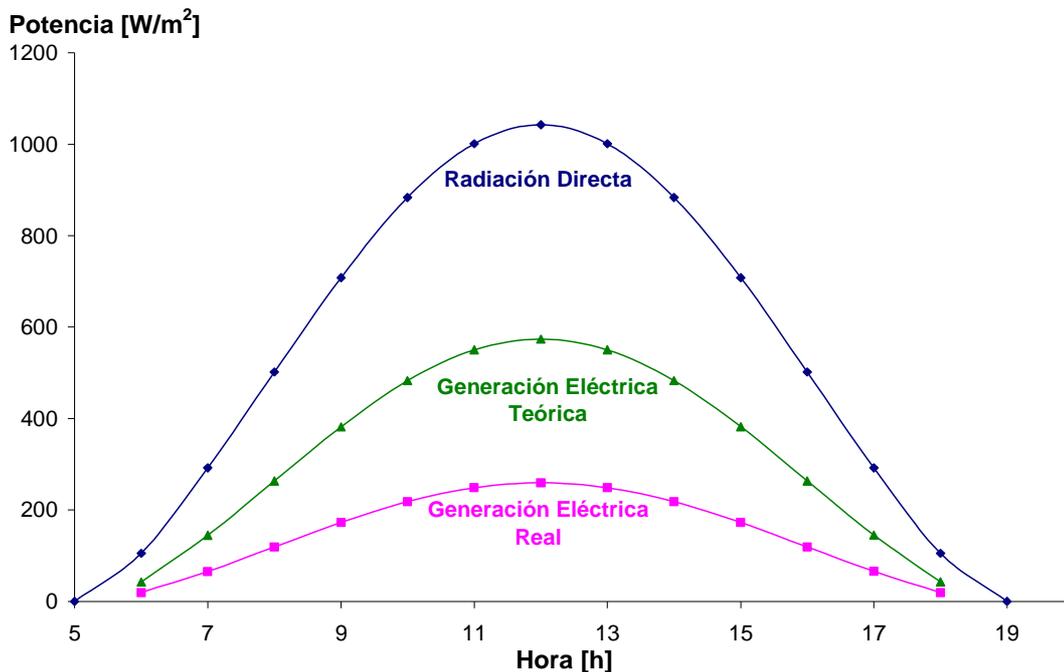
El cambio de estado del vapor en el ciclo Rankine, se ilustra en el siguiente diagrama *Temperatura-Entropía*. En él se observan los procesos de calentamiento (con calor proveniente de fluido térmico) a niveles de sobrecalentamiento del vapor, la posterior expansión en la turbina y finalmente la condensación de éste.

- Eficiencia real.

De acuerdo a la literatura [18], la eficiencia promedio del ciclo Rankine alcanza un valor del 35%. Ésta incluye pérdidas de energía en los procesos de arranque de la turbina y en la operación misma de ésta, más la eficiencia teórica propia del ciclo.

A continuación se presentan los resultados de la generación eléctrica por área de captación obtenida, de manera de compararla con la energía total incidente.

Gráfico 8: "Comparación en de la generación eléctrica, real y teórica, con la radiación incidente"



De acuerdo a los resultados presentados anteriormente, la eficiencia real de generación eléctrica a partir de energía solar alcanza un valor promedio de 23,6%, para las condiciones evaluadas, mientras que la eficiencia teórica es de 51,33% promedio.

4.5. Dimensionamiento de Equipos.

4.5.1. Colectores

4.5.1.1. Número de Colectores

El número de colectores a utilizar está determinado por la cantidad de generación eléctrica deseada, ya que en la sección de balance de energía se determinó la producción por metro cuadrado.

De acuerdo al marco legal del desarrollo de energías renovables, explicado en una sección anterior del presente trabajo, los proyectos que suministren al sistema excedentes de potencias menores que 9 [MW] estarán exentos del pago de peajes. Conforme a esto, se decidió que la máxima generación eléctrica de la planta evaluada fuese de 9 [MWh] en los momentos de máxima radiación, es decir, en el mes de Diciembre (al mediodía) para aprovechar esta ventaja. Además, esta generación es menor que el 5% de la demanda de los clientes regulados (110,1 [GWh] promedio para el mes de Diciembre 2006 [30]), por lo que el ingreso de esta potencia producida a sistema estaría asegurada, por la ley 20.018.

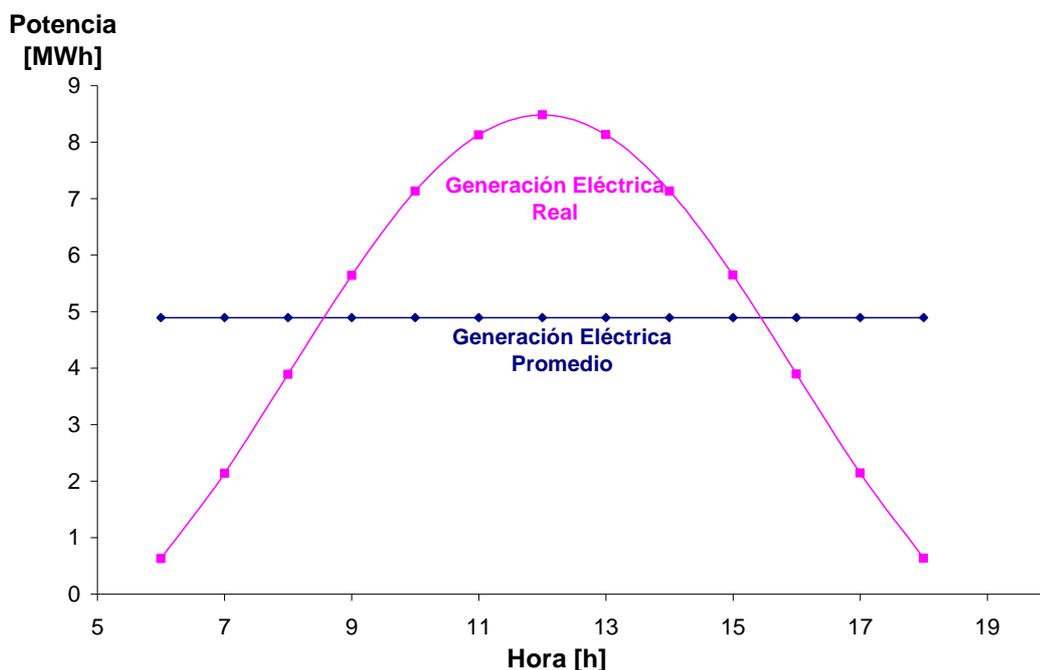
Para obtener el número de colectores que se requieren para producir una potencia máxima de 9 [MWh], se utilizó la herramienta Solver, de Microsoft Excel. El resultado arrojado es de 63,67 colectores, considerando que el área de captación de un colector es de 545 [m²]. Como el número de colectores debe ser entero y múltiplo de 6, ya que en el balance de energía se consideró que los colectores se dispondrían en filas de ésta cantidad, el número de colectores que deben utilizarse en la planta es:

Tabla 6: "Número de colectores y área de captación"

Número de Colectores	Área total de captación [m²]
60	32.700

Con esta cantidad de colectores, la generación máxima de electricidad es de 8,48 [MWh] a las 12:00 del 21 de Diciembre.

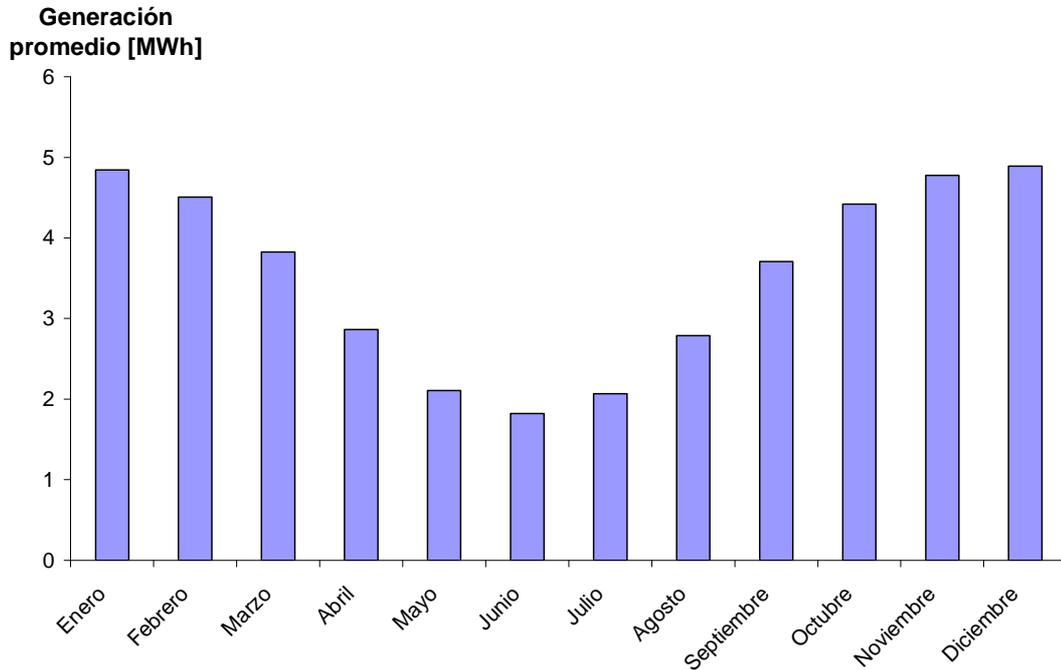
Gráfico 9: "Generación eléctrica diaria para 21 de Diciembre"



La generación eléctrica promedio diaria, para las condiciones evaluadas y con el número de colectores determinado, es de 4,89 [MWh/horas de radiación solar].

Realizando el mismo análisis para el resto de los meses del año (ver Anexo), se obtuvo la generación promedio de cada uno de ellos, obteniendo una generación anual de 3,55 [MWh], para un promedio de 13 horas diarias de radiación solar. El resto de las horas la planta permanecerá sin funcionar, permitiendo así realizar operaciones de mantención.

Gráfico 10: “Generación promedio mensual”



La cantidad de energía eléctrica entregada al sistema interconectado del Norte Grande anualmente por la planta de colectores cilindro-parabólicos es de:

Ecuación 17: “Energía eléctrica generada anualmente”

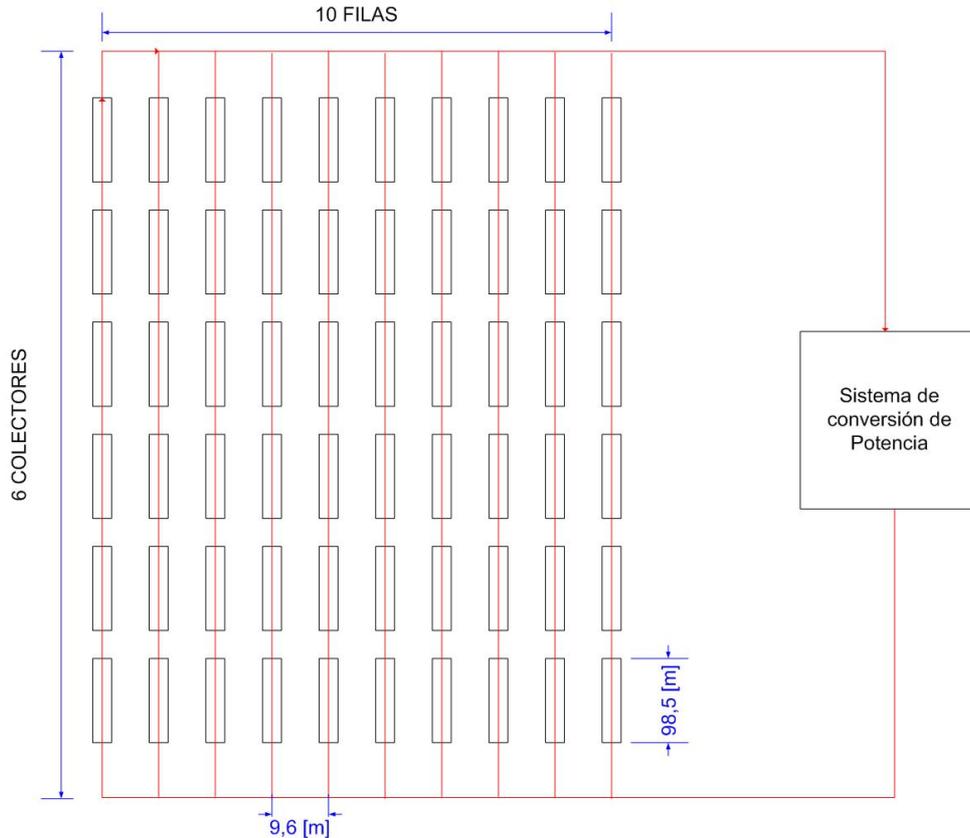
$$365 \left[\frac{\text{días}}{\text{año}} \right] \cdot 13 \left[\frac{\text{horas}}{\text{día}} \right] \cdot 3,55 [\text{MWh}] = 16.844,8 [\text{MWh}] = 16,8 [\text{GWh}]$$

Esta cantidad de energía serviría, por ejemplo, para abastecer a 5.469 personas durante todo un año, de acuerdo al consumo bruto de energía por habitante de Chile (3.080 [KWh/año], al año 2005 [1]).

4.5.1.2. Ubicación Colectores

Otro punto importante es la ubicación de los colectores, en especial, la distancia entre éstos, ya que se debe evitar que se uno de ellos proyecte su sombra sobre otro, durante el movimiento que realiza el colector para seguir al Sol.

Ilustración 54: "Layout de campo de colectores cilindro-parabólicos"



4.5.2. Intercambiador de Calor.

El dimensionamiento de este equipo consiste en obtener el área necesaria para transferir el calor del fluido térmico para producir vapor sobrecalentado. Para esto se debe conocer el coeficiente global de transferencia y la diferencia de temperaturas del fluido. En la siguiente tabla se detalla la especificación de este equipo.

Tabla 7: "Dimensionamiento de Intercambiador de calor"

Parámetro	Valor
Calor máximo transferido [GJ/h]	87,226
Coefficiente global de Transferencia [kJ/h m ² °C]	1473,75 [32]
ΔT	240
Área de Transferencia [m ²]	24,7
Diámetro tubos [m]	0,08
Largo [m]	490,1

El tipo de intercambiador utilizado generalmente es de carcasa y tubo [28]. Por lo tanto, una vez obtenida el área de transferencia, se puede fijar el número de tubos que tiene el equipo, y obtener de inmediato el largo de éstos o viceversa, dependiendo de los requisitos que posea el proveedor de los equipos.

4.5.3. Turbinas.

Para la planta evaluada, es posible trabajar con dos turbinas de 5 [MW] cada una, de manera de producir la máxima generación promedio (5,53 [MWh], mes de Diciembre) con ambas y en el producir el mínimo solo con una (2,61 [MWh], mes de Junio).

Un ejemplo de turbinas que se podrían utilizar, es la turbina alemana de marca Kühnle, Kopp & Kausch (modelo CFR 5) [33], recurrente en la literatura ([8], [26]). Estas turbinas poseen una eficiencia isentrópica de un 72% [26] y una sus características más importantes es que el arranque de éstas puede ser realizado directamente sin un calentamiento previo, por lo que pueden partir la operación desde un estado inactivo sin problemas. Esto es importante para una planta de energía solar, que se caracteriza por una operación discontinua.

Tabla 8: “Características de Turbina de 5 [MW], modelo CFR 5, marca Kühnle, Kopp & Kausch” [33]

Característica	Valor
Potencia [MW]	5
Velocidad [rpm]	14
Presión vapor entrada [bar]	65
Presión vapor salida [bar]	1-11

Ilustración 55: “Turbina de 5 [MW] de potencia, modelo CFR-5, marca Kühnle, Kopp & Kausch” [33]



Otra opción puede ser trabajar con un solo equipo, como por ejemplo una turbina de capacidad 10 [MW], como el modelo SST-200 de la marca Siemens [34], también mencionada en la literatura. Este equipo posee características similares a las turbinas KKK, en lo que se refiere a las condiciones de entrada y salida del vapor.

5. Estimación Preliminar de Costos Equipos e Insumos Principales.

Como ya ha sido mencionado en el presente trabajo, el principal inconveniente de las energías renovables no convencionales es su elevado costo de inversión, comparado con las fuentes de energía convencionales. Por esta razón, se presenta a continuación un estudio preliminar de la inversión requerida para la planta evaluada.

5.1. Costos Equipos Principales.

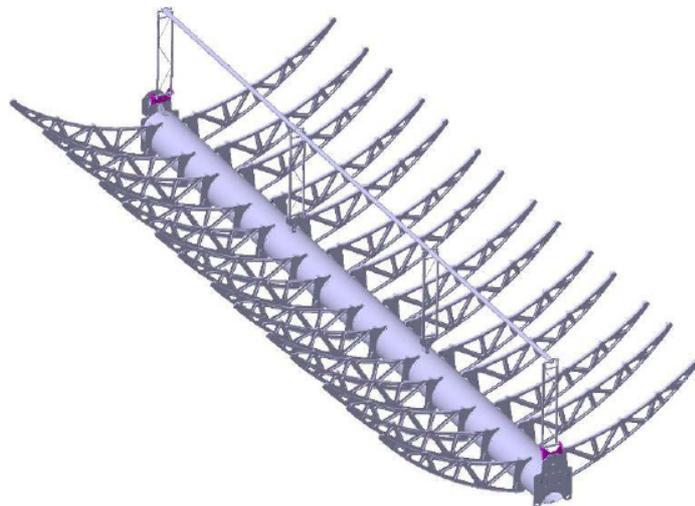
5.1.1. Colectores

5.1.1.1. Costos de acuerdo a estudios internacionales

- Estructuras de soporte para colector.

Consiste en el soporte metálico de los espejos, que se observa en la ilustración 56. El costo referencial de este ítem, al año 2007, es de 57 [US\$/m² de campo colector solar] [18].

Ilustración 56: "Soporte de colector" [35]



Las características de esta estructura están determinadas por la carga máxima a la que se ve sometida, producida por la velocidad del viento. Además está diseñada de manera de minimizar su peso y las operaciones requeridas para su construcción y ensamble en el lugar de la planta.

La estructura consta de 28 brazos de acero galvanizado, 14 a cada lado, donde se montan los espejos reflectores. Estos brazos están unidos a un tubo central que permite el giro para realizar el seguimiento solar, y que además posee soportes para el receptor. El ensamble en el sitio de la planta se realiza utilizando una grúa que

permite alinear los distintos componentes, y unir el tubo central a los pilares que elevan el colector [35].

Ilustración 57: “Ensamble del soporte de espejos en el sitio de la planta” [35]



- Receptor.

Alcanza un costo de 34 [US\$/m² de campo colector solar]. Existen pocos proveedores de este producto (Solel y Schott), por lo que se espera que cuando ingresen al mercado nuevos proveedores, aumente la competencia y estos costos se reduzcan [18]

- Espejos:

Los espejos que utilizan las instalaciones comerciales de colectores cilindro-parabólicos son fabricados por la empresa Flagbel [36], lo que hace que el precio sea elevado debido a la falta de competencia. Su costo alcanza el valor de 36 [US\$/m²] [18].

Algunos avances que se están realizando en la actualidad para disminuir este valor son:

- Ingresos de nuevos proveedores (3M, ReflecTech, Luz Industries Israel, etc).
- Utilización de nuevos materiales, como películas de polímeros con diferentes índices de reflexión, eliminando la necesidad de utilizar materiales metálicos.

Tabla 9: “Costos de inversión en materiales para campo de colectores cilindro-parabólicos, mercado internacional”

Material	Valor Unitario [US\$/m ² campo]	Área campo colectores [m ²]	Valor total [US\$]
Estructuras de soporte de colector	57	32.700	1.863.900
Receptor	34	32.700	1.111.800
Espejos	36	32.700	1.177.200
Total			4.152.900

5.1.1.2. Costos de acuerdo a mercado nacional.

De manera de reducir los costos internacionales de referencia y acercar la evaluación económica preliminar a la realidad chilena, se ha decidido realizar algunas modificaciones al diseño del receptor utilizado para realizar el balance de energía y calcular costos de materiales de acuerdo al mercado nacional.

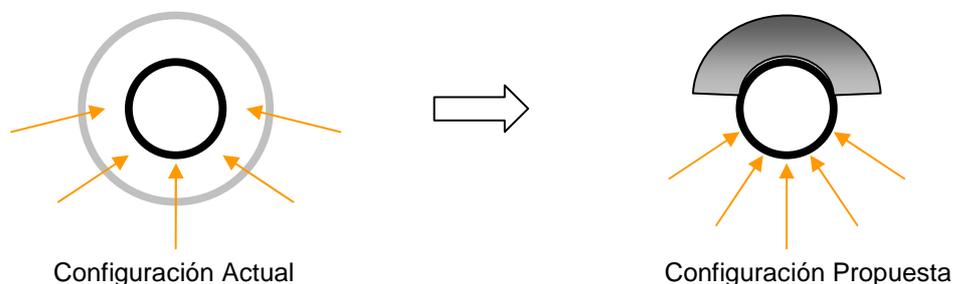
- Espejos.

Los espejos tendrán las mismas dimensiones y propiedades de los colectores LS-3 evaluados (28 espejos por módulo). Se ha realizado una cotización con la empresa Vidrios Lirquén [37], dando como precio referencial para los espejos de 7 [US\$/m²]²[38]

- Receptor.

El receptor original tiene una cubierta de vidrio, que permite hacer vacío, protegiendo al tubo metálico interior y reduciendo drásticamente las pérdidas energéticas. Pero este tipo de disposición es realizada por sólo un proveedor, lo que hace que su precio aumente considerablemente. Por esta razón, se ha decidido proponer una nueva configuración del receptor, eliminando la cubierta de vidrio y utilizando un material aislante en la parte superior del tubo metálico, como se muestra en la siguiente ilustración:

Ilustración 58: “Cambio en el diseño del receptor”



² Con una promesa de compra de 1.000.000 [m²] de espejos, en el largo plazo. [38]

Como la radiación que llega al receptor, lo hace por la parte inferior de éste, es posible proteger la parte superior del tubo con un aislante térmico para reducir drásticamente las pérdidas. Además, la radiación que llega al tubo por este sector es despreciable comparada con la incidente por la parte inferior. Aún así, se estima que al cambiar de diseño en el receptor se perderá un 5% de energía más que en la configuración actual [38].

El tubo metálico es de acero sin costuras, de diámetro externo de 7 [cm] (3 pulgadas aproximadamente) y el material aislante considerado es cemento refractario, que se trabajará en moldes para adecuarlo a la forma específica del receptor.

- Estructuras.

Debido al complejo diseño que este tipo de estructuras requieren (incluido el sistema de seguimiento solar), se ha decidido mantener el valor referencial de estudios internacionales. Además, la estructura utilizada comúnmente está diseñada para soportar velocidades del viento superiores a 30 [m/s] [35] y en Calama la máxima no supera los 20 [m/s], por lo que es adecuada para el sitio escogido.

Por otra parte, el costo de este componente probablemente no pueda ser reducido drásticamente con un rediseño o una cotización en el mercado nacional, como se hizo con el receptor y los espejos, ya que la estructura puede ser fabricada por múltiples proveedores. En el caso que se desee rediseñarla, se deben tener en cuenta los siguientes requisitos fundamentales:

- Debe garantizar el correcto posicionamiento de los espejos unidos a ella, de manera que tengan la forma parabólica deseada, además de permitir el posicionamiento del tubo receptor en el punto focal de ésta.
- Debe soportar las cargas producidas por el viento en la zona.
- Debe ser lo suficientemente rígida para transmitir la acción de giro de manera adecuada, evitando una excesiva torsión que provoque una mala concentración o una rotura de espejos.

Con todos los cambios propuestos, el nuevo costo aproximado de los colectores cilindro-parabólicos es:

Tabla 10: “Costos de inversión en materiales para campo de colectores cilindro-parabólicos, mercado nacional”

Material	Valor Unitario	Cantidad Requerida	Valor total [US\$]
<i>Receptor:</i>			
- Tubo de Acero 3” ³	768[US\$ton] [39]	70,36 [ton] ⁴	64.843
- Cemento Refractario ⁵	3,75 [US\$/kg] [40]	58.700[kg] ³	328.941
- Mica	60 [US\$/m] [40]	1.558 [m] ³	93.480
<i>Estructuras</i>	57 [US\$/m ² campo solar]	32.700 [m ²]	1.863.900
<i>Espejos</i>	7 [US\$/m ²]	32.700 [m ²]	228.900
Total			2.580.064

Comparando los valores presentados en las tablas 9 y 10, se observa que los costos presentados en estudios internacionales son un 37% mayor que los obtenidos con cotizaciones en el mercado nacional y pequeños cambios en el diseño del receptor. Este hecho indica que es importante realizar estos estudios al diseñar una planta de este tipo, ya que la poca competencia que existe en la oferta de colectores hace que los costos se eleven.

5.1.2. Sistema de conversión de potencia.

El costo de este equipo varía con el tamaño, las condiciones de entrada y salida del vapor utilizado, la velocidad de rotación y los estándares de construcción. En este tipo de equipos existe economía de escala, es decir, el costo de la unidad de potencia ([US\$/kW]) decrece a medida que el tamaño de la planta crece (kW totales). Por último, el precio de cada equipo depende además del cliente y de las negociaciones que éste realice con el distribuidor correspondiente.

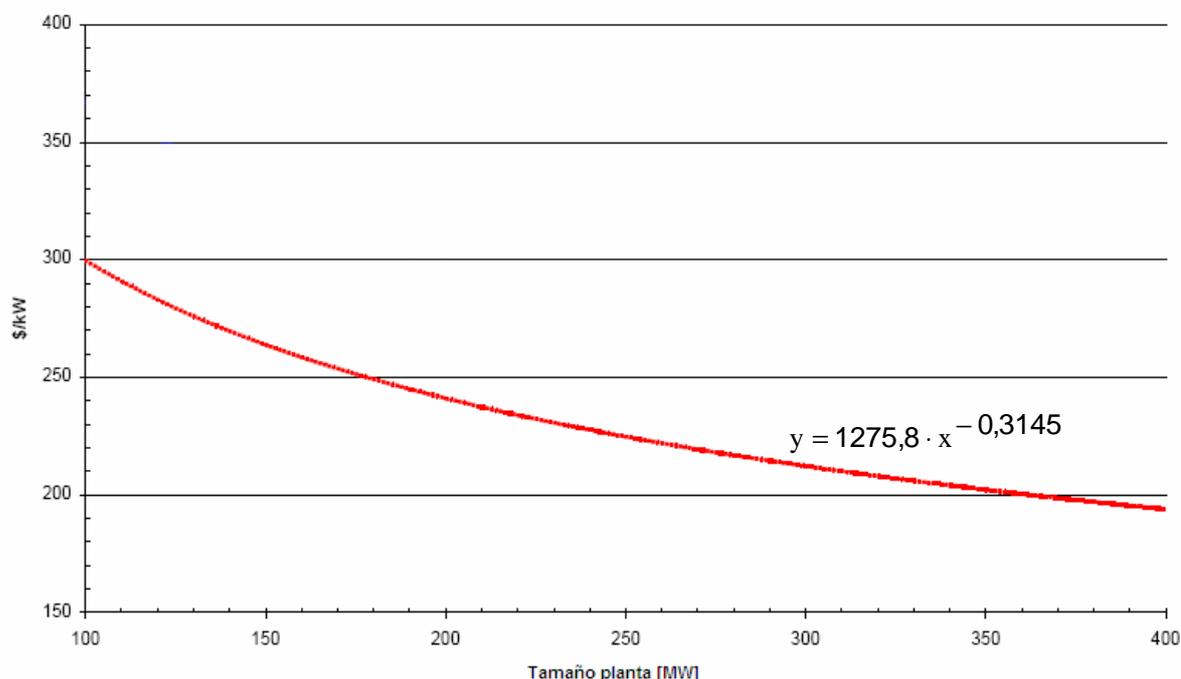
El rango de precios en el que se mueven estos equipos es de 400 a 1500 [US\$/kW] y valores de mantención y operación son bajos (< 0,4 [US\$/kWh]) [41]. A continuación se presenta una curva donde se muestra la reducción del costo por unidad instalada de acuerdo a la potencia total.

³ Incluye un cargo de 20% por el trabajo de cañería.

⁴ Ver Anexo 5.

⁵ Incluye un cargo de 50% por la construcción del molde

Ilustración 59: “Reducciones de economía de escala para turbinas⁶” [18]



El tamaño de la planta corresponde, en este caso, a 3.55 [MW], que es la generación promedio (capacidad instalada). De acuerdo a la ecuación anterior, se tiene que el valor del kilowatt es de US\$ 815,7, y por lo tanto el valor del sistema de conversión de potencia es:

$$\text{Costo} : 815,7 \left[\frac{\text{US\$}}{\text{kW}} \right] \cdot 3.550 [\text{kW}] = 2.855.000$$

5.1.3. Intercambiador de Calor

Se utilizará un intercambiador de tubo y carcasa, con un área requerida de 24,7 [m²]. Con estas especificaciones, es posible obtener un costo referencial de este equipo, el cual asciende a US\$ 8.800 [42].

5.2. Insumos Principales

5.2.1. Fluido Térmico

Para completar la estimación de la inversión preliminar, se debe considerar la cantidad de fluido térmico requerida. Como este fluido se recircula, sólo es necesario tener la cantidad máxima utilizada en un ciclo diario (gráfico 6), más una cantidad extra para suplir el tiempo que se demora el fluido térmico en pasar por el intercambiador y volver al campo de colectores (alrededor de 20 minutos). Con estas condiciones, la

⁶ Incluye turbina de vapor, generador, sistema de condensación y equipos auxiliares.

cantidad requerida de fluido térmico es de 330,4 [ton], a un precio de 3,96 [US\$/kg] [43], por lo que la inversión en este ítem es de US\$ 1.308.212.

5.3. Costo Total.

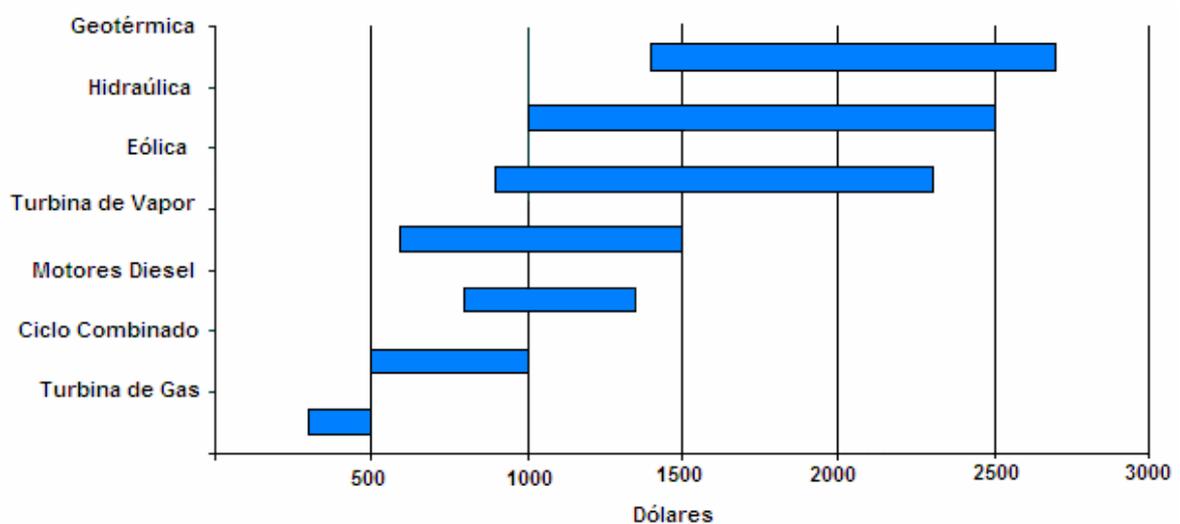
El costo total de los principales equipos de la planta de colectores cilindro-parabólicos evaluada es:

Tabla 11: “Estimación Preliminar de Costo de Equipos e Insumos Principales”

Ítem	Valor total [US\$]
Colectores Solares	2.580.064
Sistema de Conversión de Potencia	2.855.000
Intercambiador de calor	8.800
Fluido Térmico	1.308.212.
Total	6.743.276
Costo del kW instalado [US\$/kW]	1.900

El costo del kW instalado determinado es un valor referencial, pero permite realizar una comparación del costo de la inversión requerida para una planta de colectores cilindro-parabólicos con otro tipo de generación. A continuación se presenta un gráfico comparativo de este parámetro para diversas formas de generación de electricidad:

Gráfico 11: “Inversión Inicial por kW instalado para formas de generación” [44]



Se observa que el costo del kW instalado con generación termosolar es superior a las formas convencionales de producción de electricidad, pero es menor que otros tipos de energías renovables, como la geotérmica.

5.4. Operación y Mantenimiento

Con el fin de garantizar un adecuado desempeño de cualquier planta, es importante tener en cuenta las operaciones que se deben realizar para mantener el correcto funcionamiento de la misma. Si bien este ítem no pertenece a la estimación de los costos de equipos principales, y por lo tanto, se encuentra fuera de los objetivos del presente trabajo, se considera importante mencionarlo a modo de referencia para la futura implementación de este tipo de plantas en el país.

Limpieza de espejos

La operación de mantenimiento más importante en una planta de colectores cilindro-parabólicos es la limpieza de los espejos, ya que impurezas en su superficie reducen la reflectividad de éstos, disminuyendo la cantidad de radiación solar reflectada. Para realizar una correcta limpieza, se debe contar con un sistema expedito de medición de este parámetro, para determinar la frecuencia de lavado.

La forma de lavado consiste en rociar los espejos con agua desmineralizada a alta presión. Inicialmente, esta operación la realizaba un grupo de 3 operarios; uno que manejaba un camión donde se llevaba el agua de lavado, y dos personas que realizaban la limpieza. Actualmente se utiliza un camión que realiza la limpieza de manera automática, con agua a 3000 psi [45], reduciendo el requerimiento de personal a solo un operario, encargado de manejar el camión. La duración de esta operación para una planta de 30 MW es de tres noches [45], por lo que para la planta estudiada bastaría con una noche aproximadamente.

Alineación de Componentes de Campo Solar.

En el momento de la instalación de la planta en el sitio escogido, se alinean el sistema de seguimiento solar, la estructura del colector y el receptor. Con el tiempo, esta alineación se puede deteriorar por el movimiento constante de los equipos o por efectos de fuerzas como la del viento o la gravedad, por lo que es necesario reajustarla cada cierto tiempo. De esta manera se asegura la mayor captación de energía radiante posible.

Rotura de Espejos

En general los espejos presentan alta durabilidad en el tiempo, pero se ha observado que espejos ubicados en los extremos de los colectores sufren roturas en momentos con alta velocidad del viento. Para solucionar este problema, se recomienda utilizar espejos reforzados con resinas de fibra de vidrio en las ubicaciones de mayor riesgo de rompimiento [45].

5.5. Fuentes de Ingresos Adicionales.

Para financiar un proyecto cualquiera existen diversas posibilidades como préstamos bancarios, financiamiento de una empresa particular, etc. Pero en el caso de proyectos relacionados con energías renovables, estas posibilidades aumentan ya que existe un interés especial por promover el uso de éstas. A continuación se presentan algunas de estas opciones:

Venta de Bonos de Carbono

Una forma de generar ingresos adicionales para financiar la inversión y operación de la planta, es a través de la venta de bonos de carbono, ya que se está implementando una tecnología que permite reducir las emisiones de CO₂, y otros gases de efecto invernadero, al desplazar energía eléctrica del sistema generada con combustibles fósiles, por energía producida con energías renovables. Esta venta de bonos se puede hacer gracias al Mecanismo de Desarrollo Limpio (enmarcado dentro del Protocolo de Kyoto), que permite a países en desarrollo como Chile, vender reducciones de toneladas de dióxido de carbono equivalente a países desarrollados, de manera que éstos puedan cumplir sus metas de reducción de emisiones de gases invernadero.

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático dispone de metodologías para cuantificar las toneladas de CO₂ que un proyecto puede reducir. Una de éstas se ajusta perfectamente al proyecto presentado en este trabajo, correspondiente a una metodología para proyectos de pequeña escala (menor a 15 [MW]) de generación eléctrica a partir de energías renovables conectados al sistema eléctrico [46]. La cantidad de toneladas de CO₂ equivalente reducidas, cuyo precio bordea los US\$ 10 por tonelada [47], depende del tipo de combustible fósil con se genere la energía desplazada del sistema, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 12: "Reducciones anuales de CO₂ del proyecto, de acuerdo al tipo de combustible desplazado"

Combustible	Emisiones [kg CO₂/KWh] [48]	Reducción de Emisiones del Proyecto [tCO₂e]⁷	Ingresos Potenciales [US\$]
Carbón	0,97	16.292	162.920
Gas	0,47	7.896	78.960
Petróleo	0,71	11.928	119.280

Fondos especiales para Energías Renovables

La Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) [49] posee fondos específicos para el desarrollo de proyectos de energía de pequeño tamaño a partir de energías renovables. Los beneficiarios de este subsidio son empresas privadas, cuyos proyectos sean iguales o superiores a US\$ 400.000.

⁷ Considerando una generación anual de 16,8 [GWh]

Los tipos de proyectos que pueden postular son aquellos factibles de conectarse a los sistemas eléctricos nacionales y cuyos excedentes de potencia suministrados al sistema sean iguales o inferiores a 20.000 [kW]. El concurso se aplica solamente para aquellas tecnologías que tengan uso comercial en algún lugar del mundo y que se prevea puedan ser económicamente factibles en el mercado eléctrico chileno.

De acuerdo a esto, el proyecto presentando en este trabajo cumple los requisitos básicos para acceder a este subsidio, por lo que puede ser una opción de co-financiamiento del proyecto.

6. Discusiones y Conclusiones

6.1. Discusiones

Estado de arte de la Generación Termosolar de Electricidad

En lo que respecta a los sistemas termosolares de concentración existen avances no presentados en áreas específicas dentro de cada sistema. Estos no fueron mencionados ya el objetivo del trabajo era presentar el panorama general de este tipos de sistemas y no los desarrollos específicos dentro de cada uno de ellos.

Evaluación Técnica de Planta Termosolar para la Generación Eléctrica

La localización de la planta fue escogida entre las dos opciones presentadas, pero es posible ubicarla en cualquier otra área cercana a ellas, ya que la radiación solar es bastante uniforme en la zona. Si no se cuenta con datos reales para la localización escogida, es posible utilizar el modelo de radiación presentado ya que posee un bajo índice de error.

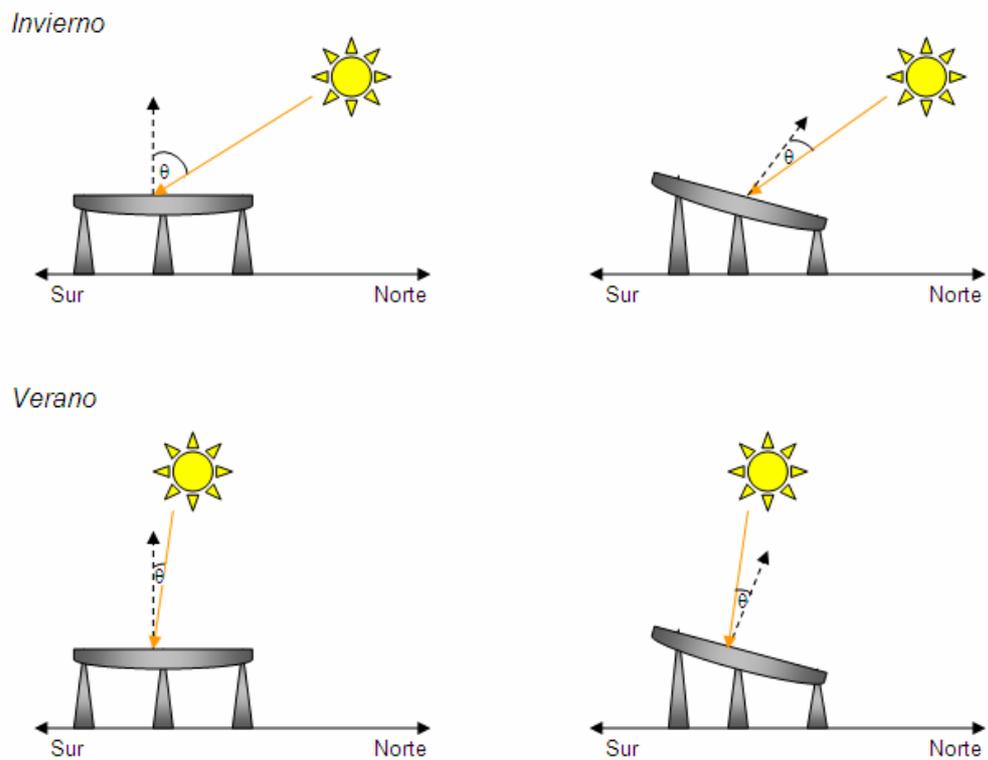
En lo que respecta al balance de energía realizado, éste corresponde al comportamiento teórico en base a supuestos y parámetros en las distintas etapas involucradas, por lo cual éste podría sufrir modificaciones cuando la planta entre en funcionamiento. Se realizaron aproximaciones en el coeficiente global de transferencia, eficiencia real de turbina, parámetros para calcular pérdidas ópticas de colector y otros factores que pueden reflejar una mayor o menor generación eléctrica que la presentada en este trabajo.

La energía útil es, en promedio, un 27.9% menor que la energía radiante incidente en los colectores, siendo las pérdidas ópticas las más importantes. Por el momento, estas son pérdidas difíciles de reducir ya que en el presente trabajo se ha trabajado con la última tecnología desarrollada en espejos y receptor. Por otra parte, utilizando un sistema de seguimiento solar en dos ejes se elimina la existencia del ángulo de incidencia, pero a su vez, estos sistemas son mucho más costosos que los colectores cilindro-parabólicos y se encuentran en etapa de prototipos.

En el presente trabajo se ha supuesto que el fluido térmico se recircula totalmente, pero en la realidad ocurren pequeñas fugas de éste en los momentos en que la planta se encuentra fuera de operación. Estas emisiones ocurren debido a la volatilización del aceite, y aunque sólo alcanzan a un 0,5% anuales [45], es necesario tenerlas en consideración.

Una de las modificaciones que se pueden realizar a la configuración de los colectores de la planta evaluada en el presente informe, es inclinar los colectores hacia el norte, en un ángulo igual a la declinación en el solsticio de invierno (23,45°), de manera de aprovechar mejor la energía solar en el invierno.

Ilustración 60: "Inclinación colectores"

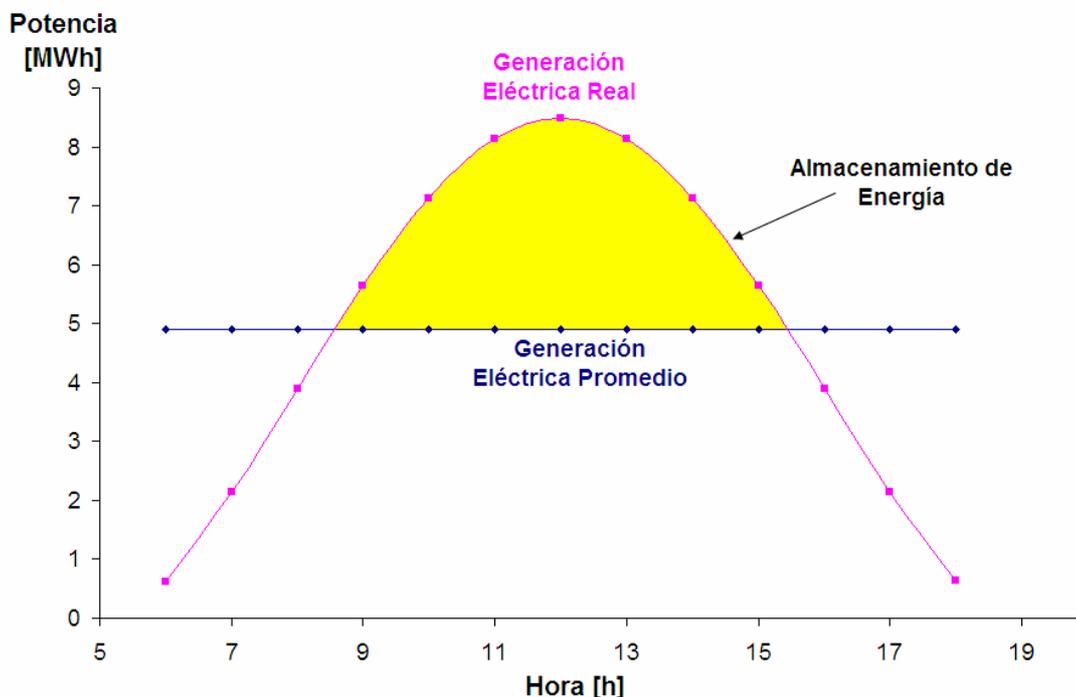


Como se observa en la figura el colector inclinado hacia el norte permite, en invierno, disminuir el ángulo de incidencia y así poder captar mayor radiación incidente, mientras que en verano el ángulo de incidencia puede aumentar, pero no de manera significativa. La conveniencia de utilizar esta posición en los colectores dependerá de la evaluación económica, ya que se debe comparar el costo adicional en obras civiles de levantar las estructuras en el ángulo requerido, más el gasto adicional en cañerías, versus la cantidad de energía extra que se podrá captar.

Otra alternativa no considerada en el presente estudio, pero importante de tener presente para futuras implementaciones de sistemas de concentración solar en Chile, es la posibilidad de almacenar energía. A modo de ejemplo, se presenta a continuación una opción de almacenamiento energético para la planta estudiada:

- Almacenamiento de la energía eléctrica, producida en las horas de mayor radiación solar, que exceda la generación promedio diaria de la planta (área amarilla).

Gráfico 12: "Almacenamiento de Energía"



Esta energía, alrededor de 16 [MWh], puede ser almacenada en celdas de combustible, como energía termoquímica, o como energía térmica, guardando el fluido térmico requerido para generar tal cantidad de electricidad. Claramente, la potencia generada a partir de esta energía almacenada será menor que la generada en el momento, pero de esta manera se puede entregar energía en las horas peak de consumo.

Estimación Preliminar de Costos Equipos e Insumos Principales

En la estimación preliminar de los costos de los equipos e insumos principales no se consideraron las bombas requeridas para hacer circular el fluido térmico a través del campo de colectores solares y el vapor a través del ciclo Rankine. Se estima que el valor de estos componentes es relativamente despreciable comparado con el costo del resto de los componentes del sistema.

La propuesta de cambio del diseño del receptor del colector cilindro-parabólico aumenta las pérdidas de energía, particularmente las térmicas. Se ha mencionado que estas podrían llegar al 5%, pero es necesario realizar prototipos de este nuevo receptor para cuantificar de manera más precisa las pérdidas.

El fluido térmico Therminol VP-1 representa un 19% de la inversión total, por lo que sería recomendable revisar la utilización de otro fluido de características similares y de menor costo, como sal fundida HitecXL (US\$1,19 por kilogramo [43]). El problema que presentan estos tipos de fluidos es que tienen un punto de solidificación alto, alrededor de 100°C, por lo que su utilización también requiere más inversión en protección para

prevenir el congelamiento de la sal dentro del receptor en momentos de baja temperatura, como en la noche, y mayores costos de operación y mantenimiento.

El costo del sistema de conversión de potencia es alto, superando el 40% de la inversión inicial. Esto se debe a que la planta evaluada tiene una capacidad pequeña, pero a medida que el tamaño de la planta aumente, el costo relativo de este componente (US\$/kW instalado) se reduce. Se reporta en la literatura que el tamaño óptimo de una planta de colectores cilindro-parabólicos es de 200 MW [18], pero por el momento Chile no presenta un marco legal favorable para proyectos de energías renovables de esta magnitud.

6.2. Conclusiones y Recomendaciones.

El marco legal para el desarrollo de energías renovables no convencionales en Chile presenta condiciones favorables para sistemas de generación eléctrica de pequeña escala, como la exención del pago de peajes de distribución y el derecho a suministrar hasta el 5% de la demanda de los clientes regulados, pero limita la generación a gran escala.

Existen diversos sistemas termosolares de concentración, que se clasifican de acuerdo al seguimiento solar que realizan, o la temperatura que alcanzan en su concentración. Dentro de los sistemas de seguimiento solar en un eje y de temperatura media (~400°C), están los colectores cilindro-parabólicos, los reflectores lineales Fresnel y los reflectores lineales compactos Fresnel. Entre las tecnologías de seguimiento solar en dos ejes y temperatura alta (de 800 a 1000 °C) se encuentran los discos paraboidales, los sistemas de receptor central y los sistemas de receptores centrales distribuidos. Entre las tecnologías de baja temperatura (~100°C), destaca las chimeneas solares.

La tecnología de colectores cilindro-parabólicos es la más madura hasta la fecha. Se espera que a largo plazo sea superada por sistemas más eficientes, y de mayor concentración, como los sistemas de receptor central, pero que aún se encuentran en etapa de prototipos.

La zona interior del norte de Chile presenta condiciones de radiación solar muy favorables, superiores a 1000 [W/m²], para la utilización de sistemas termosolares de concentración. Se ha escogido como posible ubicación de una planta de generación termosolar de electricidad la ciudad de Calama, ubicada en la Región de Antofagasta.

La planta evaluada utiliza la tecnología de los colectores cilindro-parabólicos, con un receptor por donde circula el fluido térmico Therminol VP-1, que eleva su temperatura hasta 390°C con la radiación concentrada por el campo de espejos. Para la generación eléctrica se ha utilizado el ciclo termodinámico Rankine. No se ha considerado el almacenamiento de energía, pero es una opción a considerar para estudios futuros.

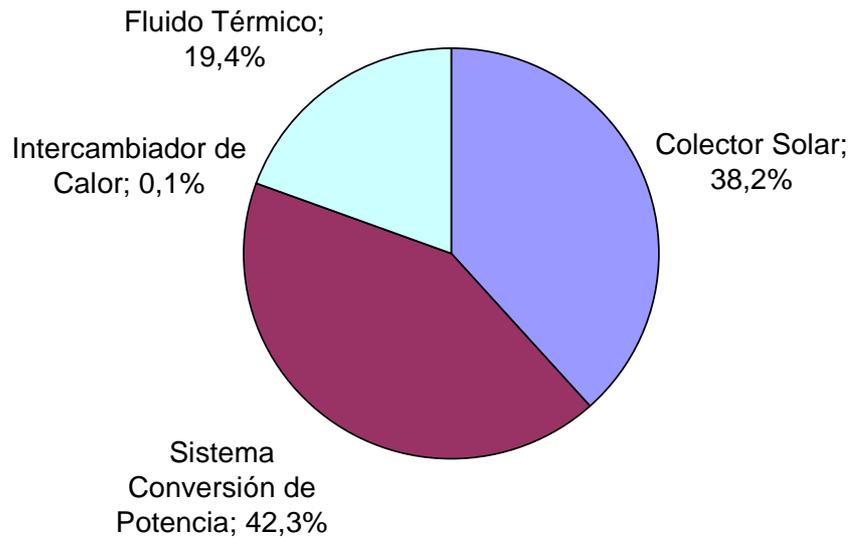
La realización del balance de energía y el dimensionamiento de equipos determinó que la planta debe contar con 60 colectores, orientados en el eje Norte-Sur y ubicados en filas de seis, con un área de captación total de 32.700 [m²]. Con esta configuración es posible lograr una generación anual de 16,8 [GWh], donde la generación máxima diaria no supera los 9 [MWh] para aprovechar la exención del pago peaje de distribución, fijado por la ley 19.940.

Cada colector tiene 98,5 [m] de largo, 5,77 [m] de apertura y cada fila se encuentra separada a una distancia de 9,6 [m], para evitar que un colector proyecte su sombra sobre otro. El funcionamiento anual se realiza durante 4.745 horas en total, con un promedio de 13 horas diarias, por lo que en los momentos en que la planta se

encuentra detenida se pueden realizar las operaciones de mantención (limpieza de espejos).

La estimación preliminar del costo de los equipos e insumos principales arroja que se deben invertir aproximadamente US\$ 1.900 por kW instalado. El gasto total se desglosa de la siguiente manera:

Gráfico 13: "Relación de los costos de equipos e insumos principales"



Existen diversas formas de obtener ingresos adicionales para financiar este tipo de proyecto, como la venta de bonos de carbono o fondos especiales para proyectos de generación eléctrica con energías renovables, como el entregado por la CORFO.

Finalmente, de acuerdo a los resultados obtenidos se recomienda seguir con un estudio técnico-económico más acabado de la planta de colectores cilindro-parabólicos, profundizando en aspectos como el diseño del receptor, la estructura que soporta al colector y costos de obras civiles, terreno, piping, entre otros, basado en los parámetros entregados en el presente informe.

7. Referencias

- [1] www.cne.cl Sitio Comisión Nacional de Energía 07/07/07.
- [2] <http://www.powerfromthesun.net>. Sitio del libro *Power from the Sun* 07/07/07
- [3] <http://www.esi.us.es/php/infgen/aulav/energrenov/ER-STC-04-05.pdf>. Apunte electrónico *Sistemas Termosolares de Concentración* 07/07/07
- [4] Valencia L, *Propuestas para Incentivar el Uso de ERNC en Nuestro país*, Presentación 26 Abril de 2006, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [5] Mills D. *Advances in solar thermal electricity technology*. Solar Energy, 2004, Vol 76, 19-31
- [6] www.nrel.gov. Sitio de National Renewable Energy Laboratory
- [7] Kearney D, *Parabolic Trough Collector Overview; notes on a bit of history, development after Luz, and a recent surge in trough collector technology offerings*, Parabolic Trough Workshop 2007.
- [8] Zarza Eduardo, Rojas Maria Esther, Gonzalez Lourdes, Caballero Jose M, Rueda Fernando. *INDITEP: The first pre-commercial DSG solar power plant*. Solar Energy, 2006, Vol 80, 1270-1276.
- [9] Hassani V, Price H, *Modular Trough Power Plants*, Proceedings of Solar Forum 2001 Solar Energy: The Power to Choose APRIL 21-25, 2001, Washington, DC.
- [10] www.fresneltech.com. Sitio de Fresnel Technologies, Inc. 07/07/07.
- [11] <http://www.physics.usyd.edu.au/>. Sitio de la escuela de Física de la Universidad de Sydney. 07/07/07.
- [12] <http://www.edicionsupc.es/>. Sitio de la Editorial de la Universidad Politécnica de Cataluña. 07/07/07
- [13] Plataforma Solar de Almería, Informe anual 2005. www.psa.es
- [14] www.rise.org.au Sitio de Research Institute for Sustainable Energy. 07/07/07.
- [15] Mills D, Schramek P, *Multi-tower solar array*, Solar Energy, 2003, Vol 75, 249-260.
- [16] <http://www.stirlingengines.org.uk/sun/sola6.html>. Sitio de Stirling and Hot Air Engine Home Page 07/07/07.
- [17] Kruse, B, Gringa S, Buch, *Hydrogen Status*, 2002. www.bellona.no/en
- [18] Sargent & Lundy LLC Consulting Group, *Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts*, National Renewable Energy Laboratory, Octubre 2003. (Disponible en www.nrel.gov)

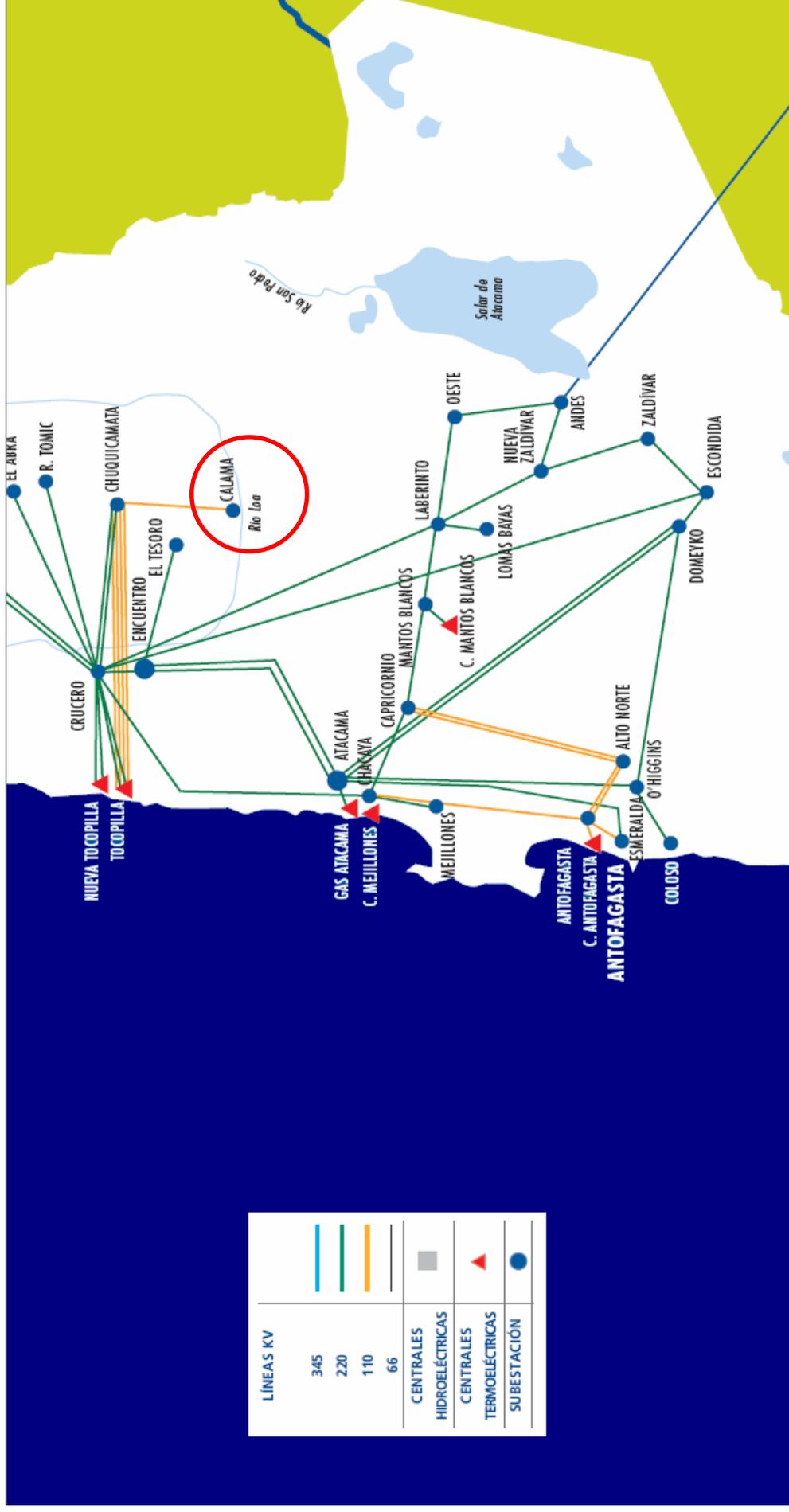
- [19] www.ase.org.uk. Sitio de The Association for Science Education 07/07/07-
- [20] Software Google Earth, www.earth.google.es/
- [21] *Energía Solar, Aplicaciones e Ingeniería*, Pedro Sarmiento, Ediciones Universitarias de Valparaíso de la Universidad Católica de Valparaíso, Tercera Edición.
- [22] Bird Model, proporcionado por el profesor del departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad de Chile, Roberto Román.
- [23] www.wunderground.com. Sitio de Weather Underground. 07/07/07
- [24] www.eso.org. Sitio European Southern Observatory. 07/07/07
- [25] <http://alma.sc.eso.org/htmls/meteo.html>. Sitio de proyecto ALMA, información meteorológica. 07/07/07
- [26] Badran O, Eck M. *The parabolic trough technology under Jordanian climate*. Renewable Energy, 2006, Vol 31, 791-802.
- [27] www.therminol.com. Sitio de la Empresa Therminol 08/07/07
- [28] Odeh S, *Unified model of solar thermal electric generation systems*, Renewable Energy, 2003, Vol 28, 755-767.
- [29] <http://www.chemicalogic.com/steamtab/default.htm> ChemicalLogic, Programa SteamTab.
- [30] www.cdec-sing.cl Sitio de Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile.
- [31] Behnia, M, Morrison G, Odeh, S, *Performance evaluation of solar thermal electric generation systems*, Energy Conversion & Management, 2003, Vol 44, 2425-2443.
- [32] Perry R. *Manual del Ingeniero Químico*
- [33] www.agkkk.de. Sitio de Equipos Kühnle, Kopp, Kaush (KKK). 07/07/07
- [34] www.powergeneration.siemens.com. Sitio de Siemens Power Generation. 07/07/07.
- [35] Castañeda N, Vázquez J, Domingo M, Fernández A, León J, *Sener Parabolic Trough Collector Design and Testing*, SENER Ingeniería y Sistemas S.A.
- [36] www.flabeg.com. Sitio de empresa Flabeg 07/07/07.
- [37] www.vidrioslirquen.cl. Sitio de Vidrios Lirquén S.A.
- [38] Conversación con el profesor José Hernández, del departamento de Ingeniería Química de la Universidad de Chile.

- [39] www.meps.co.uk. Sitios de MEPS (Internacional) LTD. Sitio de información sobre el mercado del acero. 04/07/07
- [40] Cotización realizada en CGM Representaciones, el día 25 de Mayo del 2007.
- [41] www.localpower.org. Sitio de la organización WADE (*World Alliance for Decentralized Energy*) 07/07/07.
- [42] Manual de Proyectos de Ingeniería Química, Abdón Zomosa.
- [43] McDowell M, *Solar Power Tower Technology: Large Scale Storable & Dispatchable Solar Energy*, Rocketdyne Program Manager.
- [44] Sanchez I, *Barreras Financieras para las energías renovables en Centroamérica*”, Octubre 2003.
- [45] Cohen G, Kearney D, Kolb G, *Final Report on the Operation and Maintenance Improvement Program for Concentrating Solar Power Plants*, National Renewable Energy Laboratory, Junio 1999.
- [46] <http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/approved.html>. Sitio de las metodologías aprobadas por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático 07/07/07.
- [47] www.ieta.org. Sitio de la International Emissions Trading Association 08/07/07.
- [48] www.awea.org. Sitio de la *American Wind Energy Association (AWEA)*.08/07/07
- [49] www.corfo.cl. Sitio de Corporación de Fomento de la Producción. 07/07/07.
- [50] www.multiaceros.cl. Sitio de la empresa Multiaceros 07/07/07.

8. Anexos

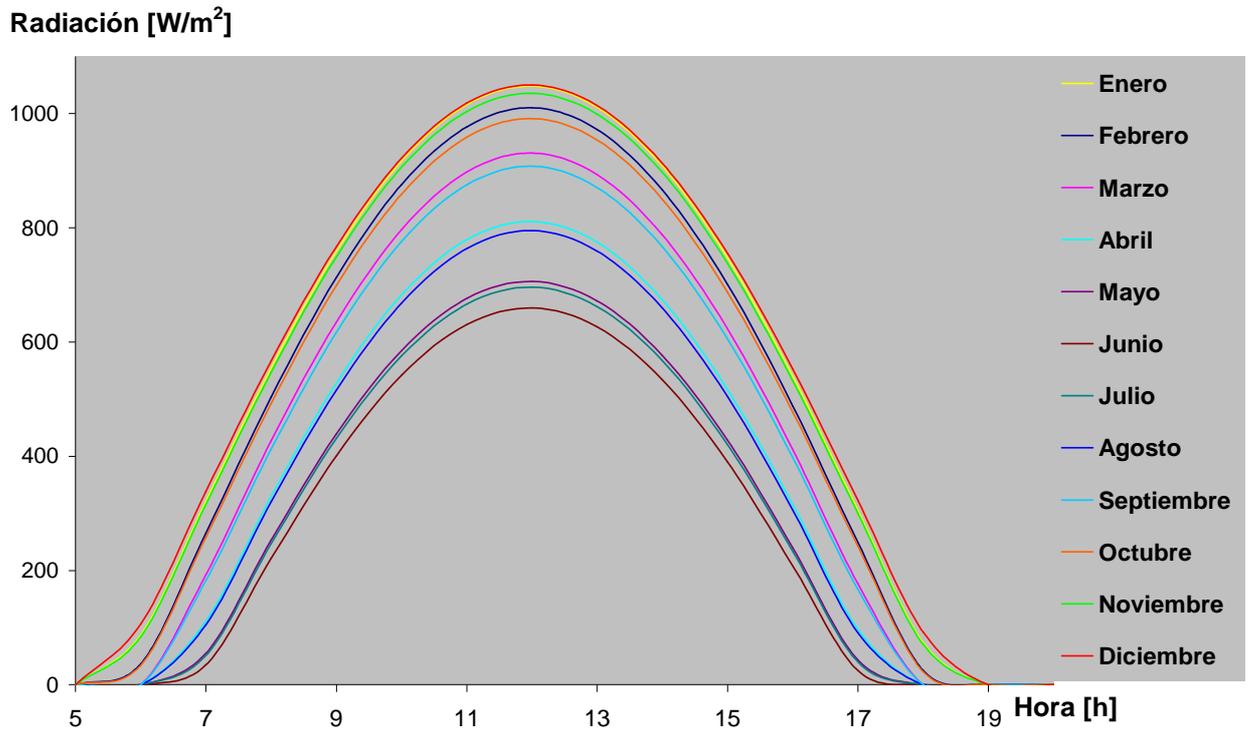
8.1. Anexo 1: Diagrama Simplificado del SING

Ilustración 61: "Diagrama Simplificado del SING" [30]



8.2. Anexo 2: Datos de Radiación.

Gráfico 14: "Radiación solar para meses del año en Calama" [21]



8.3. Anexo 3: Relaciones Geométricas

Gráfico 15: "Ángulo altitud para 21 de Diciembre, Calama"

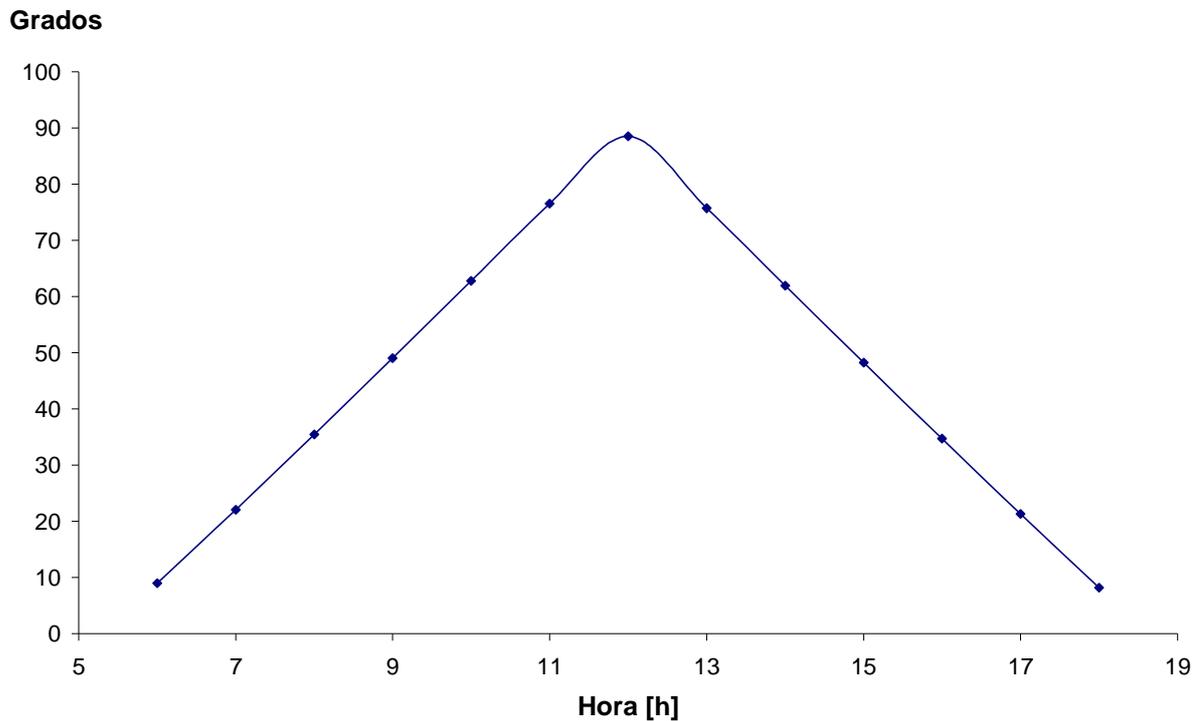
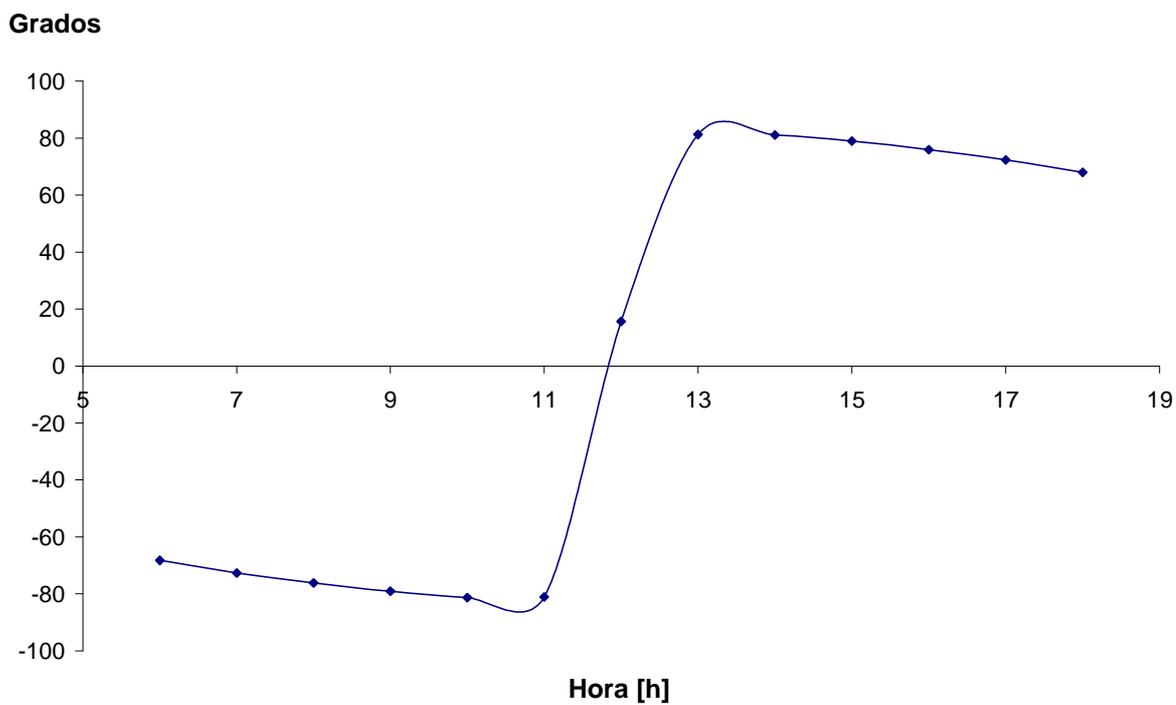


Gráfico 16: "Ángulo Azimut para 21 de Diciembre, Calama"



Este ángulo presenta este comportamiento ya que se mueve dentro del rango $[270^\circ, 90^\circ]$ de acuerdo a la siguiente ilustración.

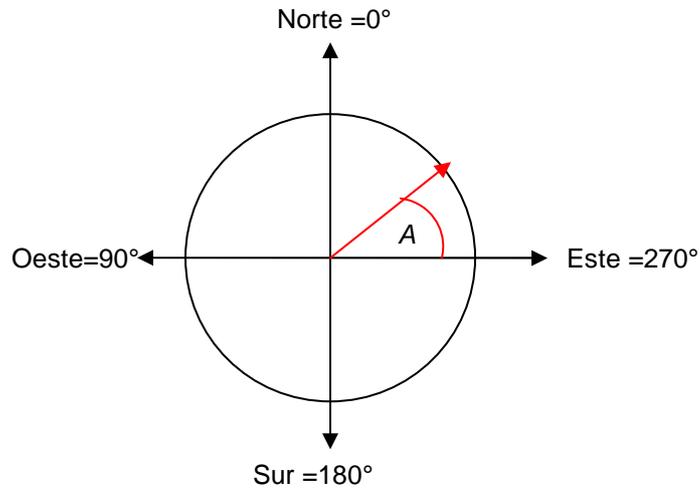
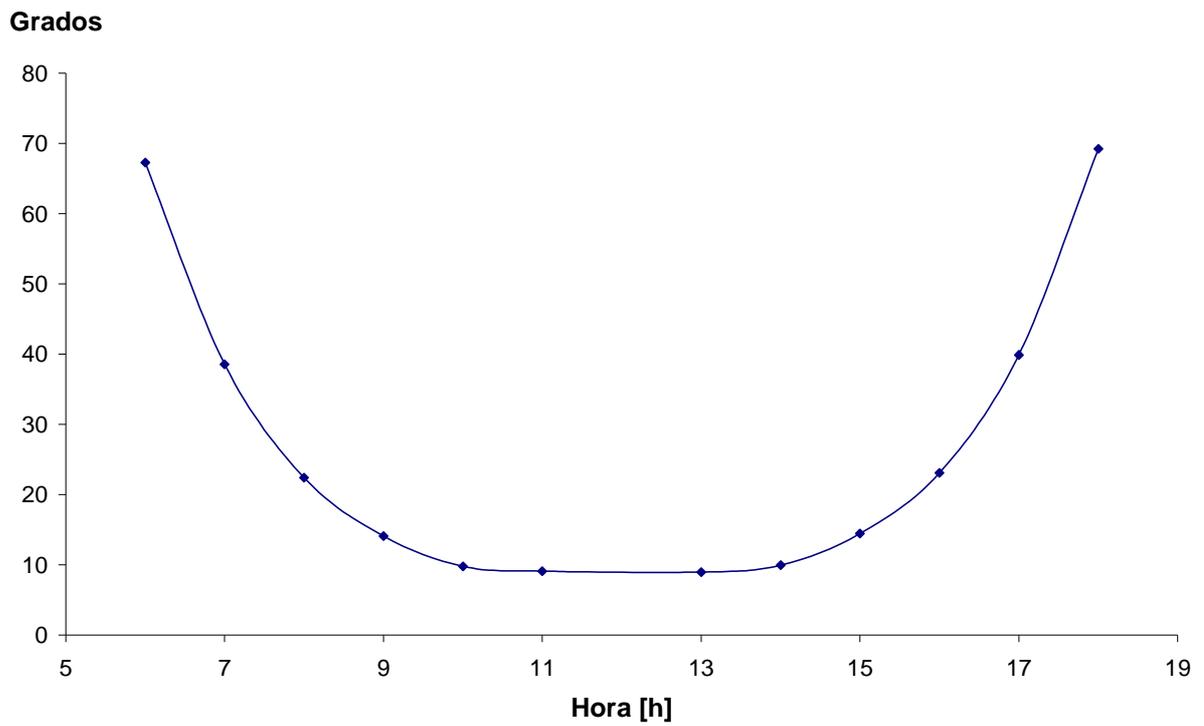


Gráfico 17: "Angulo de seguimiento solar"



8.4. Anexo 4: Generación Eléctrica Anual

Gráfico 18: "Generación eléctrica en Enero"

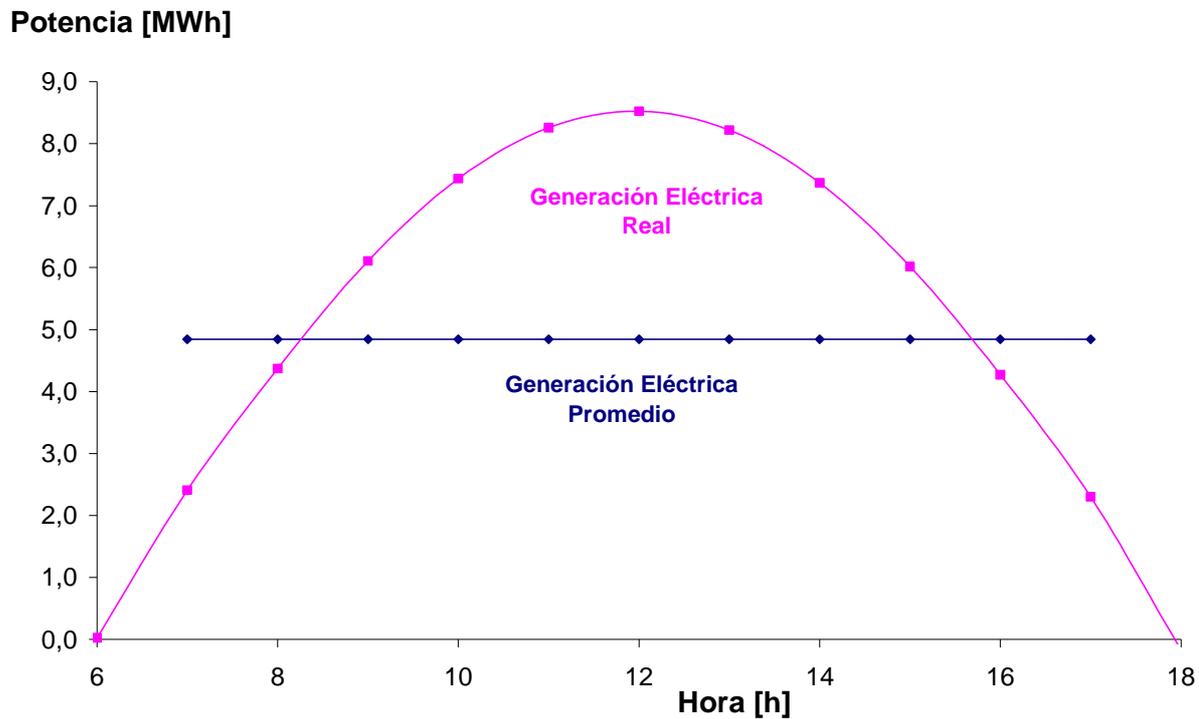


Gráfico 19: "Generación eléctrica en Febrero"

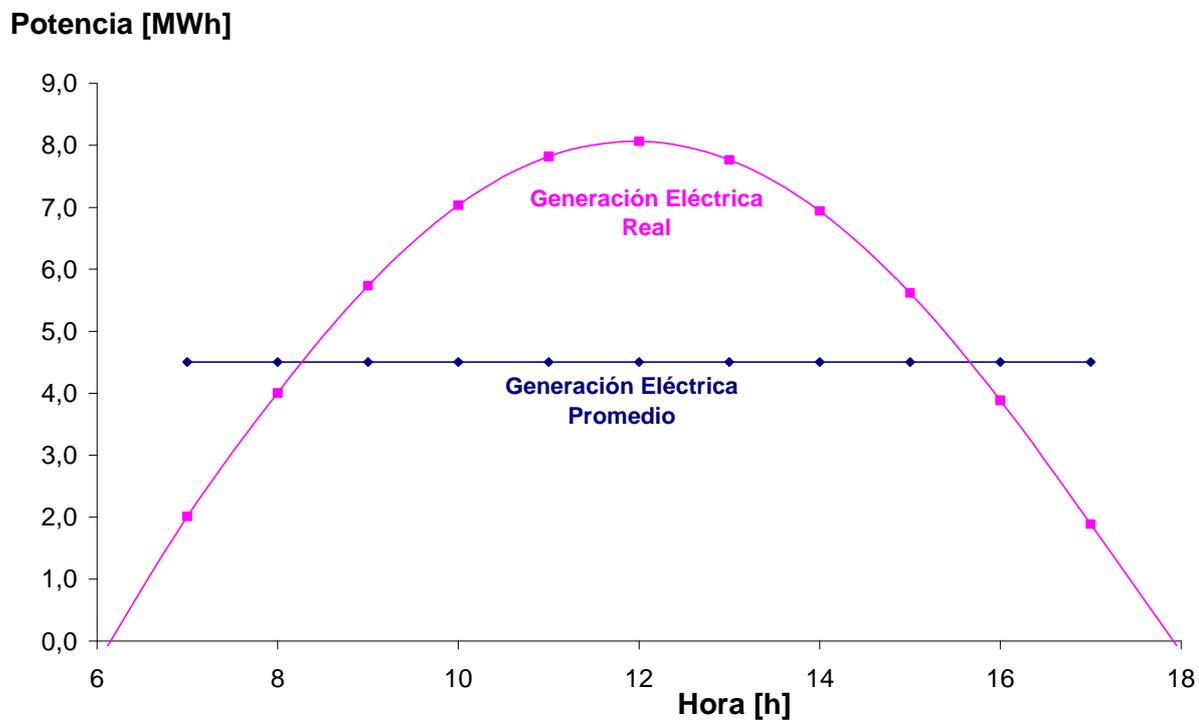


Gráfico 20: "Generación eléctrica en Marzo"

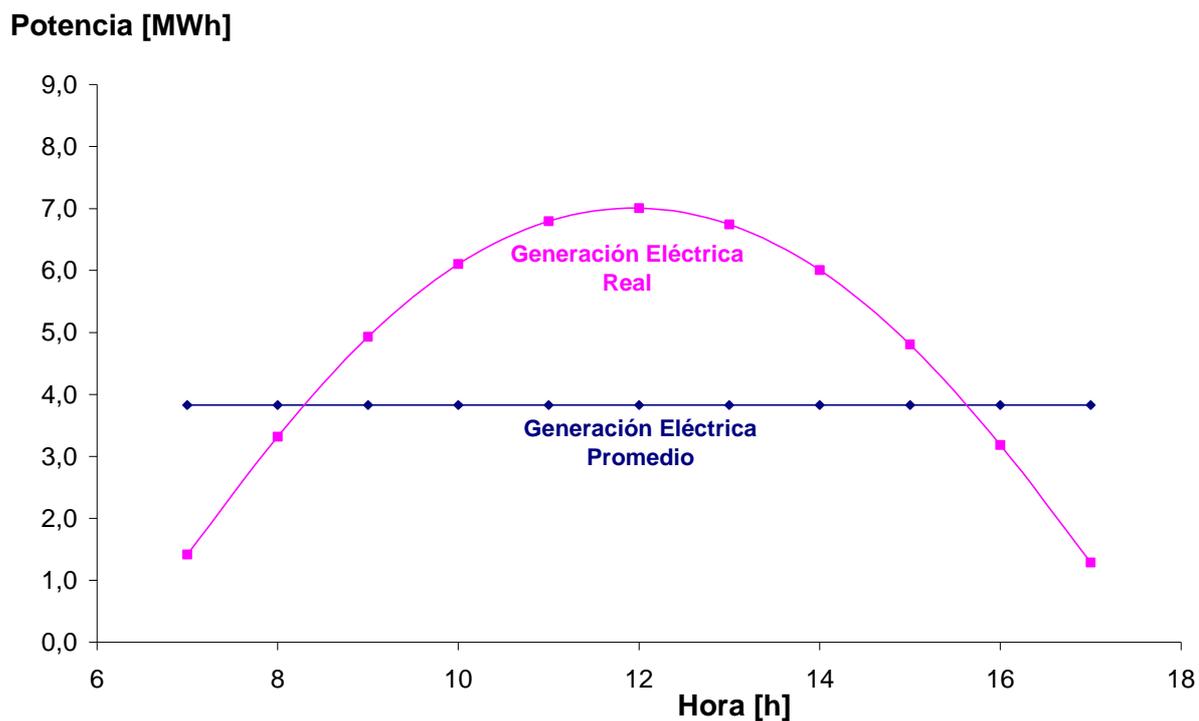


Gráfico 21: "Generación eléctrica en Abril"

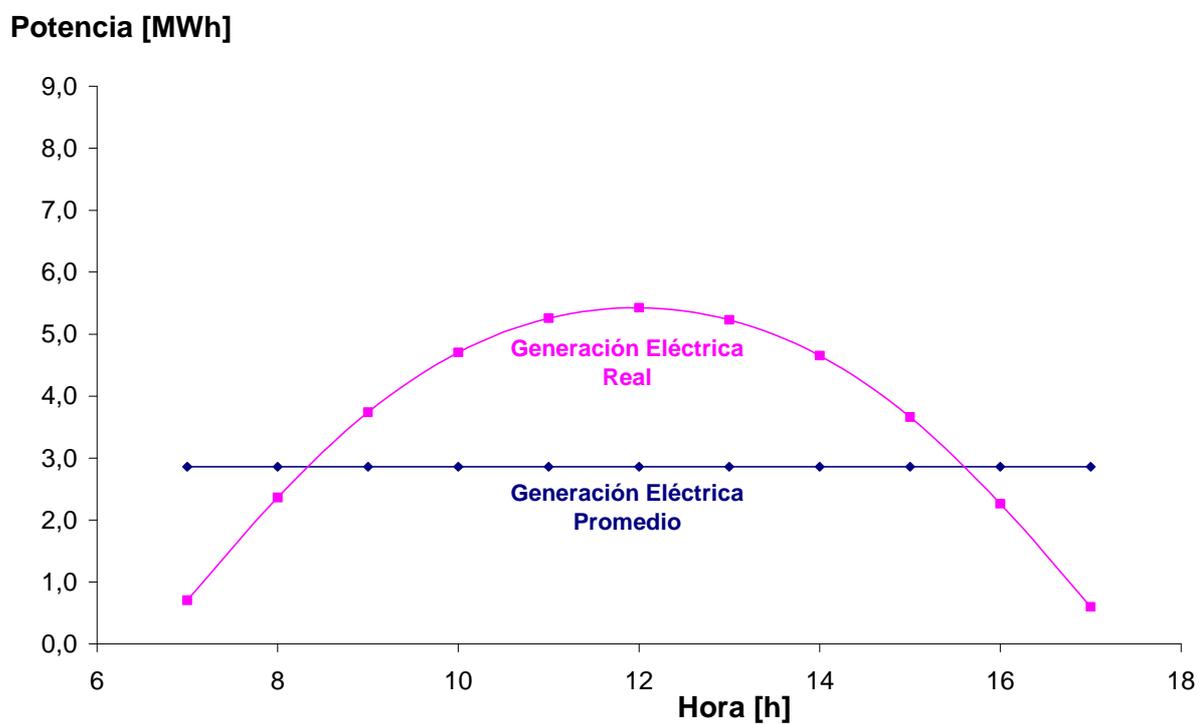


Gráfico 22: "Generación eléctrica en Mayo"

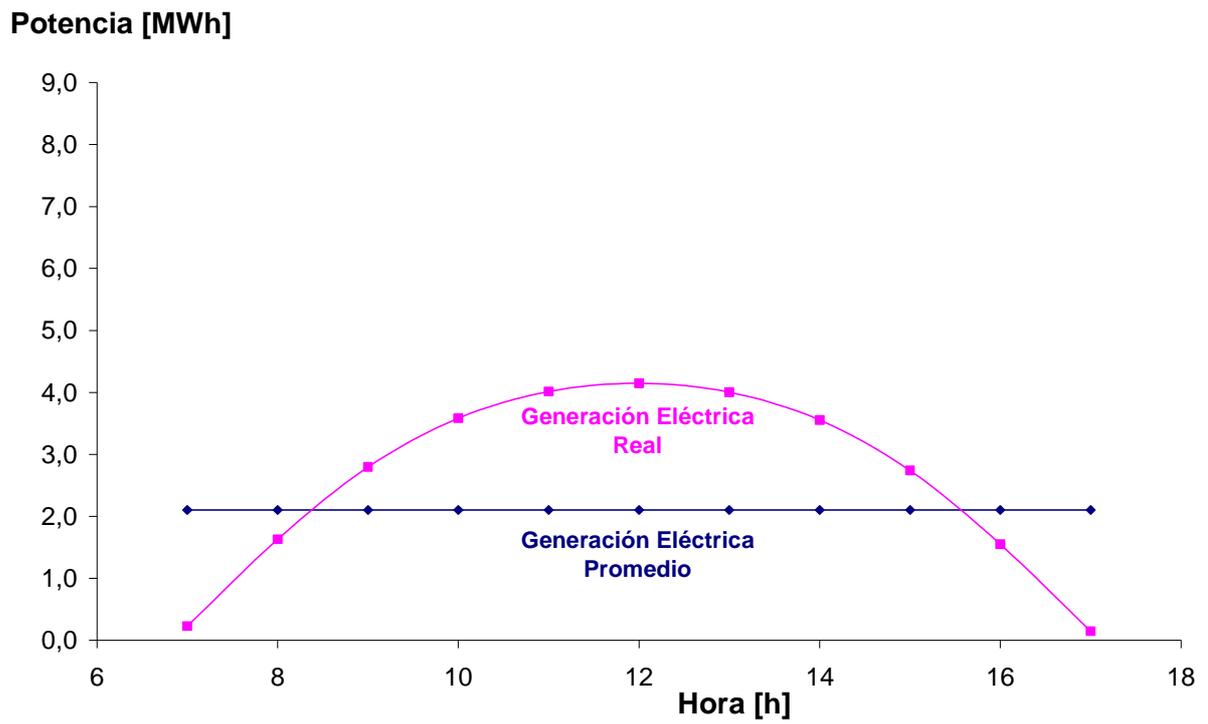


Gráfico 23: "Generación eléctrica en Junio"

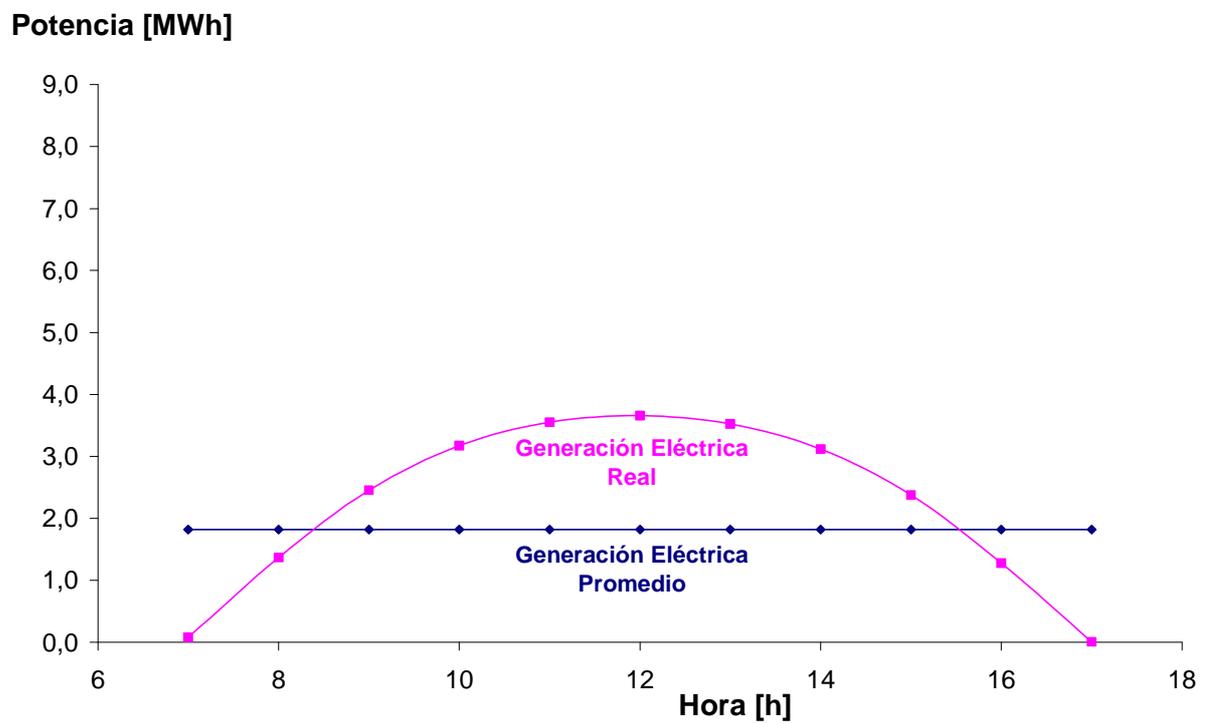


Gráfico 24: "Generación eléctrica en Julio"

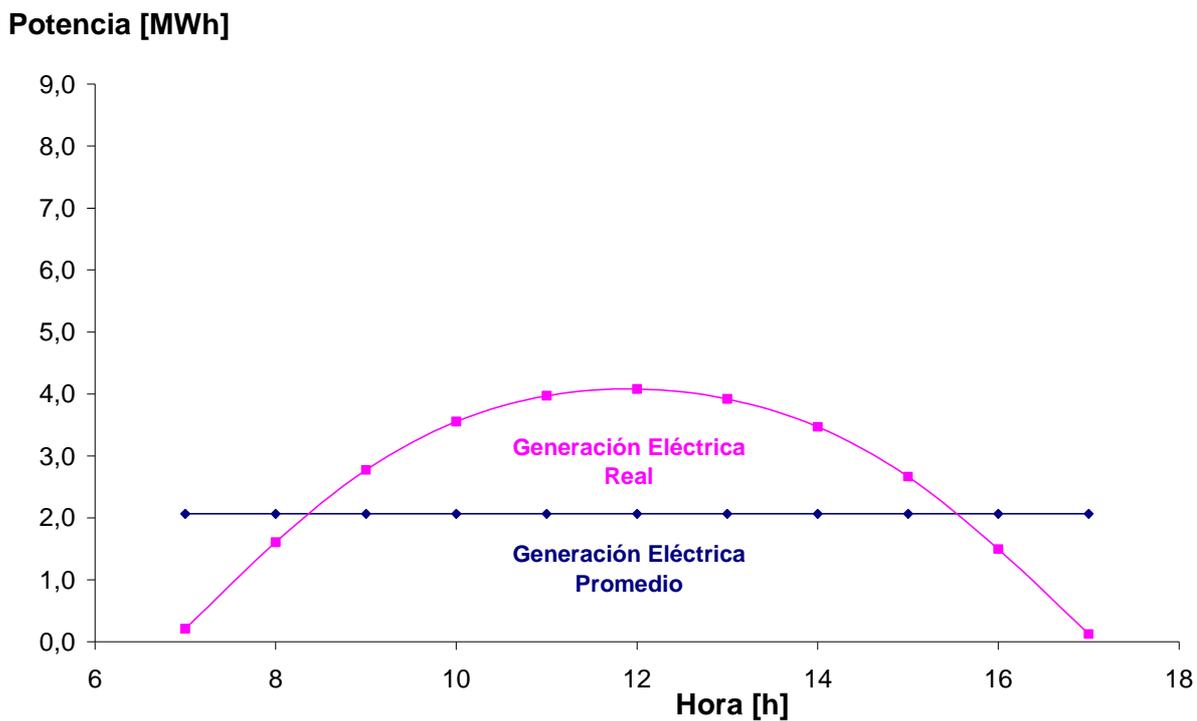


Gráfico 25: "Generación eléctrica en Agosto"

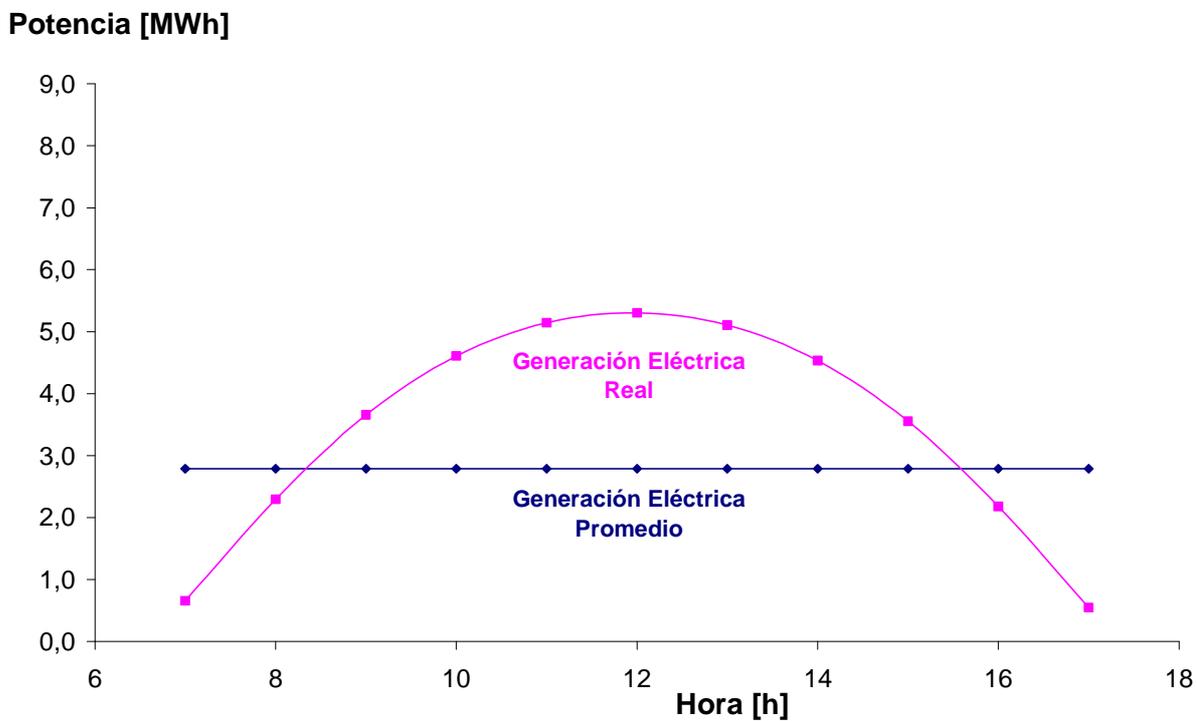


Gráfico 26: "Generación eléctrica en Septiembre"

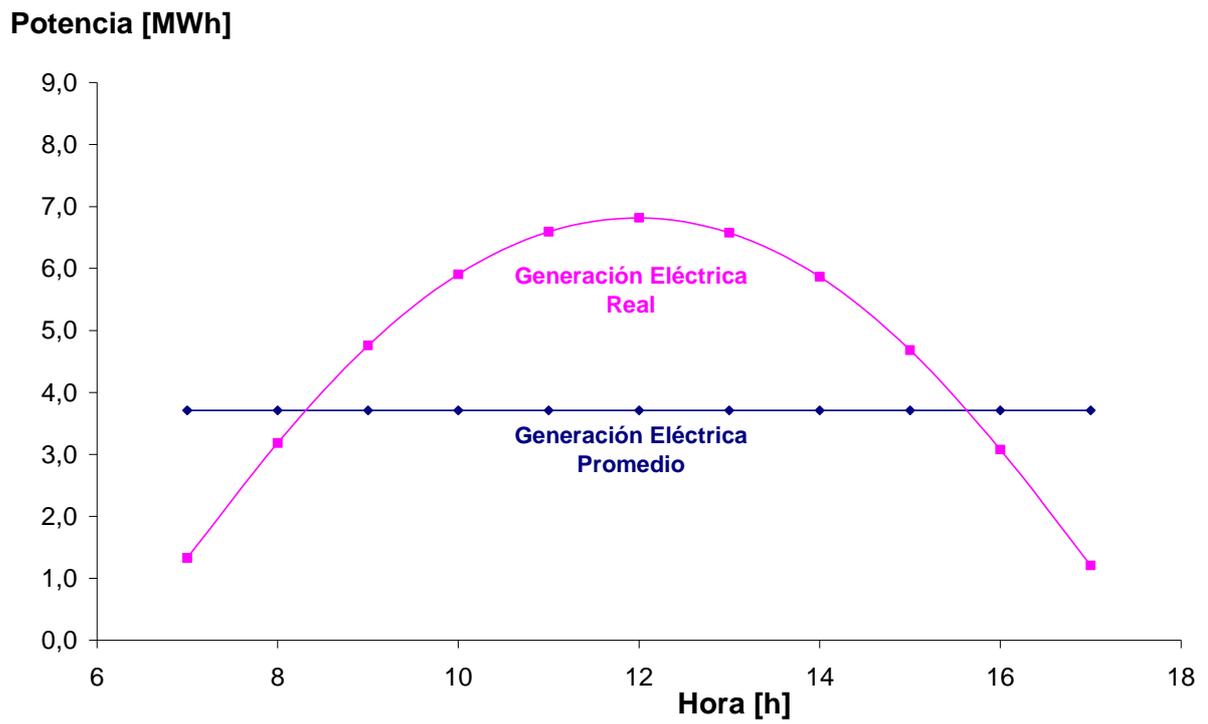


Gráfico 27: "Generación eléctrica en Octubre"

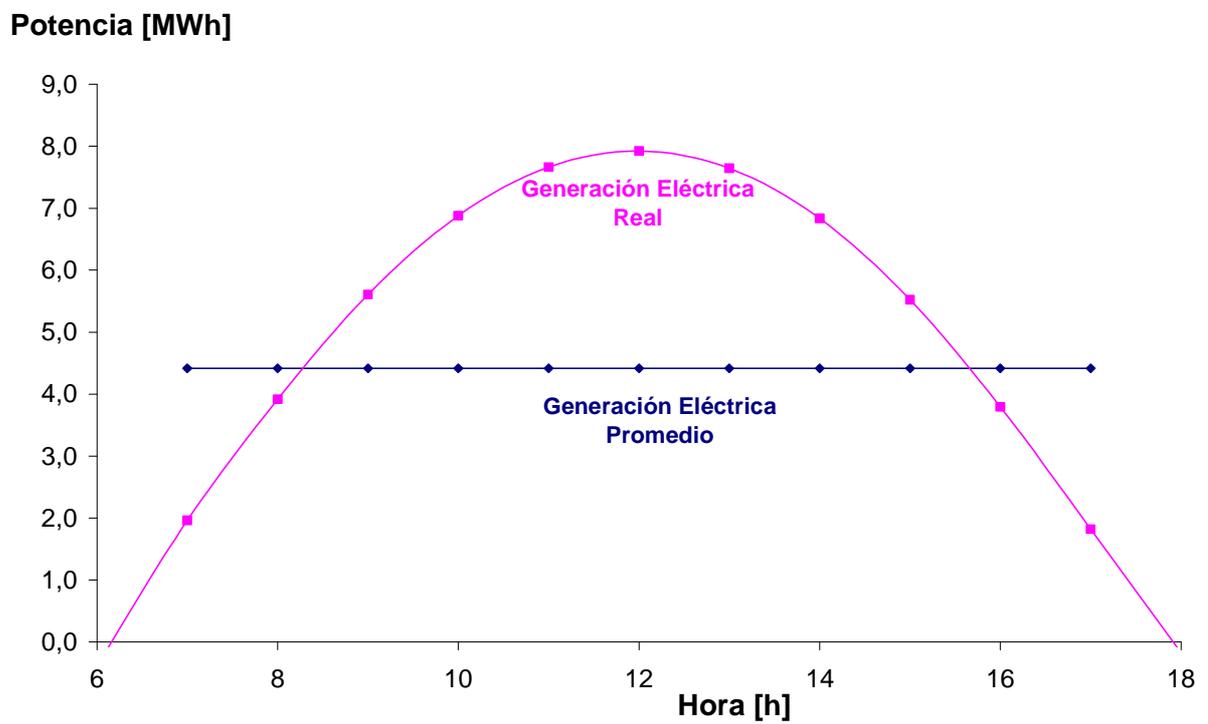
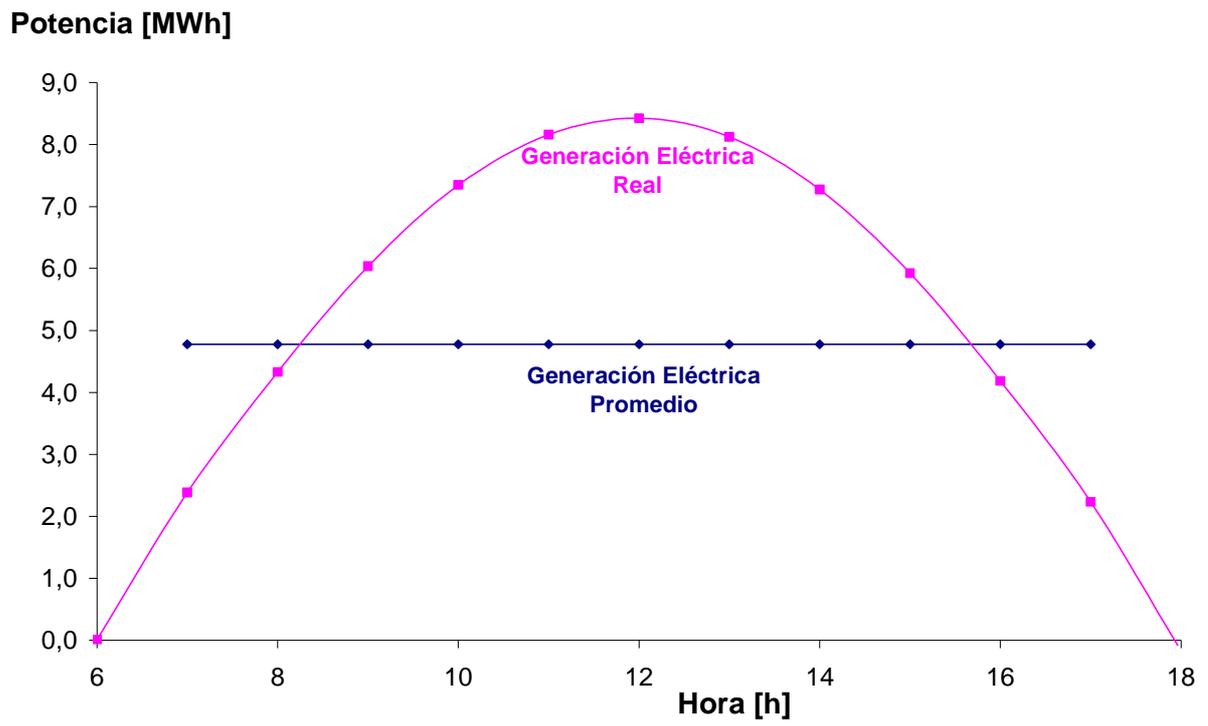


Gráfico 28: "Generación eléctrica en Noviembre"

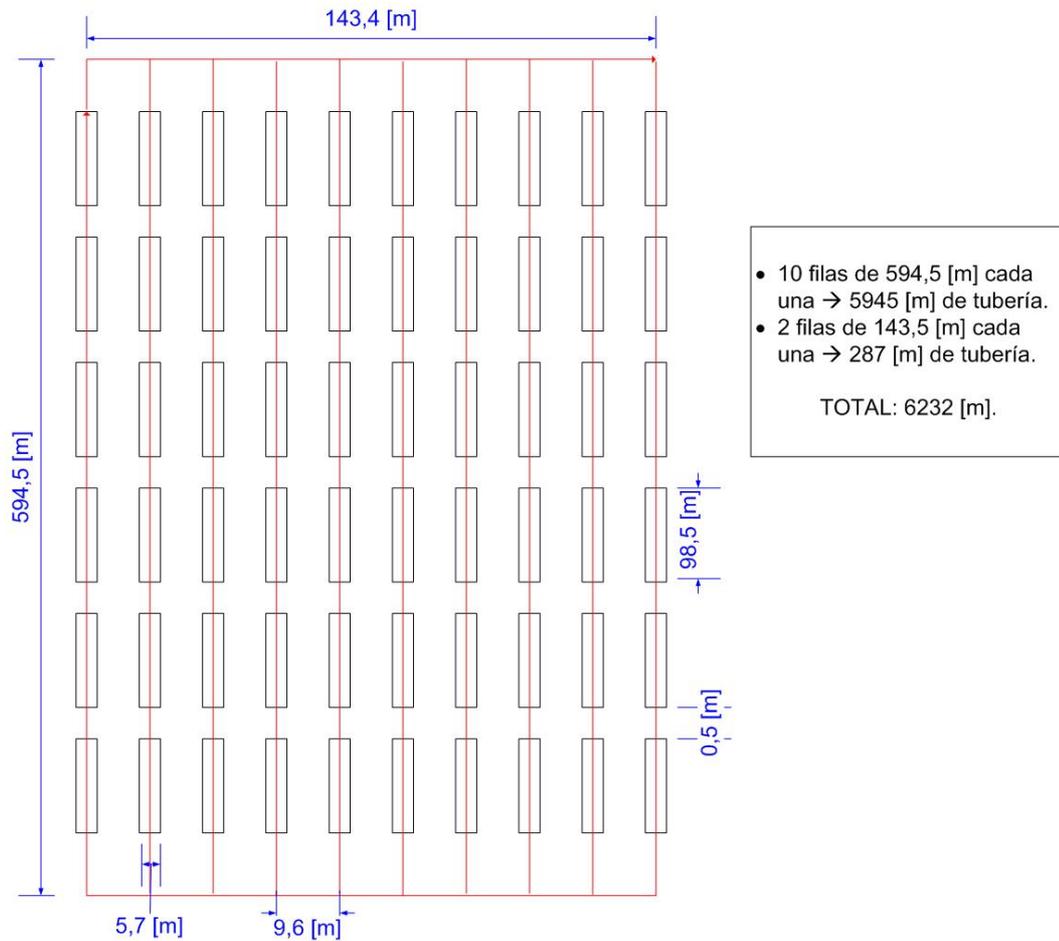


8.5. Anexo 5: Cálculo de Estimación de Costos.

Tubos para Receptor.

- Características de tubo [50]:
 - Diámetro Nominal: 3 [pulgadas].
 - Diámetro Exterior: 88,9 [mm]
 - Espesor Nominal 5,49 [mm]

Ilustración 62: "Cantidad de tubos necesarios para receptor en campo solar"

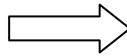
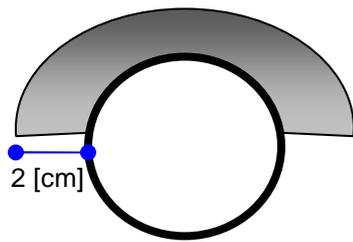


Aislante

Características del aislante [40]:

- Cemento AF-470, marca Calderys.
- Mica Cogebi 0,4 m/m
- Se consideró una capa aislante de 2 [cm] de cemento.

Ilustración 63: "Cemento Refractario"



- Se requieren 78,27 [m³] de cemento, equivalentes a 58,7[ton], para cubrir los 6232 metros de receptor, por la parte superior.

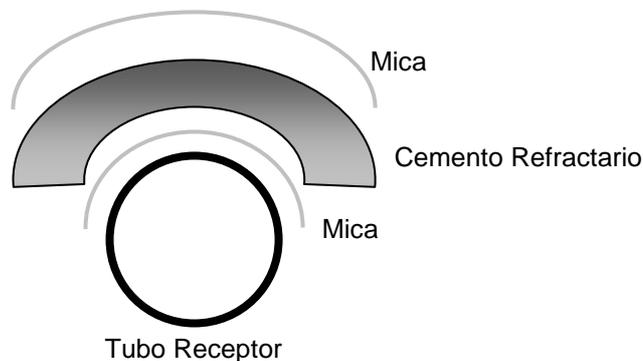
La mica se utiliza para recubrir el material refractario por el exterior de manera de evitar problemas en las interfaces con las deformaciones que sufren los materiales con el calentamiento. Además, si se coloca por el interior del material sirve para ayudar al reemplazo de los materiales refractarios. La mica viene en rollos de 1 [m] de ancho, y se ubica entre el tubo receptor el y el cemento, por lo tanto, el requerimiento es de:

- $Perimetro\ externo\ receptor = 2 \cdot \pi \cdot r = 0,22[m]$.
- $Perímetro\ externo\ cemento = 2 \cdot \pi \cdot r = 0,28[m]$
- $Mica\ total\ por\ tubo = \left(\frac{0,22 + 0,28}{2} \right) = 0,25[m]$

Como la mica tiene un ancho de 1 metro, alcanza para recubrir 4 tubos

- $Largo\ total : 6.232\ metros \Rightarrow Metros\ de\ mica\ total = \left(\frac{6.232}{4} \right) = 1.558[m]$.

Ilustración 64: "Aislamiento tubo receptor"



Intercambiador de calor

Para estimar el costo de este equipo, se realizaron las siguientes consideraciones.

- Precio CIF = 1,15 * [Precio FOB], (Incluye gastos de despacho, flete y seguro).
- Arancel = 10% [Precio CIF].
- El precio del equipo fue obtenido de una base de datos del año 1983 [42]. Para poder actualizar el precio, se utilizó el índice CEPIC (Chemical Engineering Plant Cost Index) de los años 1983 y 2005, a través de la siguiente relación:

$$\text{Costo 2005} = \text{Costo 1983} \cdot \left(\frac{CEPIC_{2005}}{CEPIC_{1983}} \right)$$

Donde $CEPIC_{2005} = 555,3$ y $CEPIC_{1983} = 335$ ⁸

⁸ Revista Chemical Engineering.