



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

**ESTRUCTURACIÓN Y DESARROLLO DE LOS LINEAMIENTOS
BÁSICOS DE UN SERVICIO DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD
A PARTIR DE ENERGÍA SOLAR**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA

ANTONIO ALONSO MORENO GUEVARA

PROFESOR GUÍA:
ALFREDO MUÑOZ RAMOS

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO PALMA BEHNKE
NELSON MORALES O.

SANTIAGO DE CHILE
ABRIL 2009

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: ANTONIO MORENO GUEVARA
FECHA: ABRIL 2009
PROF. GUIA: Sr. ALFREDO MUÑOZ

“Estructuración y desarrollo de los lineamientos básicos de un servicio de generación de electricidad a partir de energía solar”.

Este trabajo tiene como objetivo principal evaluar la factibilidad técnica y económica de una central de generación de energía eléctrica termo solar. Para lograr este objetivo, se evaluó en primer lugar, la energía proveniente de la radiación solar en el norte grande de Chile, considerando las condiciones geográficas y climáticas.

Adicionalmente a lo anterior, se analizaron las diversas tecnologías que existen hoy en día para el procesamiento de la energía directa del sol, comparando sus virtudes y defectos para su aplicación en Chile.

A partir de la información disponible de experiencias extranjeras en este tipo de tecnologías fue posible extrapolar magnitudes y costos, y comprender los aspectos relevantes para evaluar un proyecto de esta naturaleza en Chile.

En este contexto se determinó, en primer lugar, el potencial de energía solar anual existente en las primeras tres regiones de Chile, que es igual a 70 [GW]. Adicionalmente, se estimaron factores y parámetros generales para poder dimensionar una central termo solar en base a paneles cilindro-parabólicos, y, también, la superficie de terreno utilizada y la energía generable anualmente.

Se estudió los beneficios ambientales y económicos de generar electricidad a través de centrales solares, viéndose reflejados estos ingresos económicos en la venta de bonos de carbono a países desarrollados.

También, se estudió el efecto que generará en la evaluación económica la ley de fomento de las energías renovables.

Luego de haber dimensionado una central estándar y de estimar sus costos de inversión y operación, se hizo un análisis de rentabilidad, determinando que aún no se obtiene un VAN positivo en este tipo de proyectos ($VAN = -31,5$ millones de US\$ y una TIR de 8,27%). Sin embargo, se prevé que todos los costos relacionados a la energía solar irán decayendo en los próximos años, producto de un mejoramiento de las tecnologías y del aumento en las escalas de las ventas. Finalmente, por tratarse de una tecnología limpia, seguramente su implementación será incentivada por diversas políticas estatales y mundiales.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL	3
CAPÍTULO 1: Introducción	5
1.1 Motivación.....	5
1.2 Objetivo General	5
1.3 Objetivos Específicos	5
1.3 Alcance	6
1.4 Estructura.....	6
CAPÍTULO 2: Antecedentes y estado del arte	7
2.1 El recurso Solar.....	7
2.1.1 Ubicación de principales Mineras de cobre en Chile.....	8
2.2 Centrales Termo Solares	9
2.2.1 Centrales con concentradores cilindro-parabólicos.....	10
2.2.2 Central de Chimenea Solar	13
2.2.3 Torre concentradora central	15
2.2.4 Concentrador solar Stirling	18
2.3 Almacenamiento de energía solar	19
2.3.1 Sistema de almacenamiento de Andasol-1.....	20
CAPÍTULO 3: Análisis de tecnologías.....	22
3.1 Análisis de todas las tecnologías comprendidas	22
3.1.1 Sistemas concentradores cilindro-parabólicos.....	22
3.1.2 Sistemas de receptor central/torre solar	24
3.1.3 Motores Stirling con discos parabólicos.....	26
3.2 Estimación de radiación solar para determinadas topografías y características ...	27
3.3 Determinación del potencial de producción	29
3.4 Definición de la capacidad de generación	31
CAPÍTULO 4: Análisis técnico.....	33
4.1 Comparación entre tipos de centrales.....	33
4.2 Análisis técnico del almacenamiento térmico	35
4.3 Dimensionamiento básico de una central solar	36
4.4 Mantenimiento en el campo solar.....	37
4.4.1 Lavado de espejos y monitoreo de reflectividad	38

4.4.2 Requerimientos de agua de la central	39
CAPÍTULO 5: Análisis económico.....	41
5.1 Estimación de costos	41
5.1.1 Costos por requerimiento de agua.....	42
5.2 Evaluación de eventuales beneficios producto de la generación solar	43
5.2.1 Mecanismo de desarrollo limpio (MDL) y El protocolo de Tokio.....	43
5.2.2 Cálculo de reducción de emisiones	46
5.2.3 Descripción e influencia del nuevo proyecto de ley de fomento a las ERNC	46
5.2.4 Incentivos a la generación de ERNC en Europa.....	48
5.3 Modelo de negocios para el proyecto.....	50
5.3.1 Ingreso por venta de energía.....	50
5.3.2 Ingreso por venta de potencia	50
5.3.3 Ingreso por venta de bonos de carbono	51
5.3.4 Ingreso influenciado por futura ley de fomento a las ERNC.....	51
5.4 Análisis de rentabilidad	52
5.4.1 Caso base	52
5.4.2 Estimaciones optimistas	53
5.4.3 Comparación con tecnología eólica.....	54
5.4.4 Influencia del Almacenamiento en la rentabilidad	55
5.6 Análisis de sensibilidad	55
CAPÍTULO 6: Conclusiones	59
Reflexiones y Sugerencias.....	61
Bibliografía	63
ANEXO.....	64
A_ Planillas de evaluación económica	64
Índice de Figuras.....	66

CAPÍTULO 1: Introducción

1.1 Motivación

El difícil panorama energético nacional seguirá siendo un dolor de cabeza para autoridades y consumidores de no mediar cambios que favorezcan la diversificación de la matriz energética, a través del desarrollo de nuevos proyectos de generación de energía.¹

El precio de la energía eléctrica, tanto en el SING como en el SIC ha experimentado grandes variaciones. En efecto, el precio del kWh ha experimentado una variación del orden de 4,5 veces en el período 1984-2007.

La variación de precios de la energía eléctrica está fundamentalmente asociada a la variación de precios que han tenido en ese período el gas natural, el carbón y el petróleo. Si al menos parte de esta energía eléctrica es generada mediante energías renovables, como el viento, el sol u otra, el precio de la energía eléctrica tenderá a ser más estable, otorgando mayor certeza a la recuperación de la inversión y utilidades de los nuevos desarrollos industriales y mineros del país.

El norte de Chile presenta condiciones extraordinariamente favorables para la utilización de la energía solar.

1.2 Objetivo General

Este trabajo tiene como objetivo principal evaluar la factibilidad técnica y económica de una central de generación de energía eléctrica termo solar.

1.3 Objetivos Específicos

1. Identificación de diferentes tecnologías existentes y en desarrollo para la generación de electricidad en mediana escala, 50 MW por ejemplo.
2. Identificación de diferentes tecnologías existentes para el almacenamiento de la energía capturada en pozas de gradiente salino por ejemplo a partir del sol, de modo de lograr una generación de energía eléctrica continua durante 24 horas.
3. En función de los emplazamientos, topografía y radiación del lugar se determinará aproximadamente el potencial de producción y definición de la capacidad de generación.

¹ Revista FCFM n° 40 - ISSN 0716-3088 / Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile. Primavera 2007

4. Dimensionamiento básico de la central y estimación de los costos de inversión y de operación de plantas solares. Evaluación de los costos de generación.
5. Evaluar los eventuales beneficios resultantes de la reducción de gases efecto invernadero, asociados a la generación de electricidad mediante energía solar.
6. Determinar y evaluar requerimientos operacionales, de mantenimiento y administrativos del proyecto y su influencia en la confiabilidad del sistema.
7. Establecer un modelo de negocios para el proyecto, en que se especifique la inversión de cada parte, el compromiso de venta y de compra de cada parte, las multas por no cumplimiento de suministro de energía, la tasa de fallas garantizada, el precio de la energía vendida, la reajustabilidad de los precios, entre otros aspectos.

1.3 Alcance

Para desarrollar este proyecto se han definido los siguientes criterios para poder delimitar los alcances del estudio:

- El estudio contempla un análisis de factibilidad técnica desde el punto de vista eléctrico.
- El informe plantea un análisis de antecedentes y postulación de lineamientos básicos para el estudio de una central solar. No incluye la etapa de implementación ni la ingeniería de detalle.
- El estudio técnico es de régimen permanente y no se considera un comportamiento dinámico.
- No se estudiará la tecnología de paneles fotovoltaicos.

1.4 Estructura

El presente trabajo se estructura en seis capítulos principales, comenzando con la introducción, donde se muestra la motivación, los objetivos específicos y alcances del proyecto. En el segundo capítulo se presenta el contexto actual de la generación de electricidad con tecnología solar térmica, describiendo cada una de los tipos de tecnologías y las formas más utilizadas de almacenamiento térmico. Luego, en el capítulo tercero se analizan las tecnologías, se hace una estimación de radiación solar y de potencial de producción para Chile. En el capítulo cuarto se realiza un análisis técnico de la tecnología solar a base de cilindros parabólicos. En el capítulo quinto se realiza un análisis económico incluyendo estimación de costos y de beneficios propios de la utilización de una energía renovable no convencional. En el sexto y último capítulo, se muestran las conclusiones finales del trabajo.

CAPÍTULO 2: Antecedentes y estado del arte

2.1 El recurso Solar

La **energía solar** se considerará en este trabajo como la energía obtenida directamente del Sol.

La radiación solar incidente en la Tierra puede aprovecharse de dos maneras:

- indirectamente: por su capacidad para calentar o energía termo solar
- directamente: a través del aprovechamiento de la radiación en dispositivos ópticos o de otro tipo (“placas fotovoltaicas”).

En este documento se estudiará la energía Termo Solar, es decir, el aprovechamiento de la radiación solar para producir energía cinética en fluidos, y posteriormente generar energía eléctrica.

En Chile, la energía solar es utilizada preferentemente en la zona norte del país, en donde existe uno de los niveles de radiación más altos del mundo. La alta radiación anual en la zona se debe a su ubicación relativamente cercana al Ecuador, un alto coeficiente de transparencia de su atmósfera y óptimas condiciones climáticas.

De acuerdo a la información disponible en el archivo solarimétrico nacional elaborado por la Universidad Técnica Federico Santa María, las radiaciones solares diarias para las regiones del país son las siguientes:

Región del País	Radiación Solar [Kcal/(m ² /día)]
I	4.554
II	4.828
III	4.346
IV	4.258
V	3.520
RM	3.570
VI	3.676
VII	3.672
VIII	3.475
IX	3.076
X	2.626
XI	2.603
XII	2.107
Antártica	1.563

Tabla 2.1

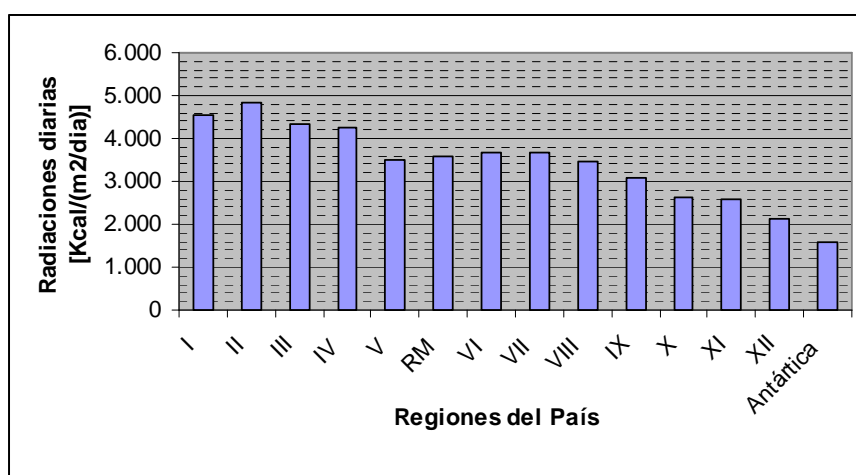


Figura 2.1: Radiaciones promedio diarias por cada región de Chile

Las evaluaciones de tales registros demuestran que el norte de Chile presenta condiciones extraordinariamente favorables para la utilización de la energía solar. Específicamente entre las regiones I y IV, el potencial de energía solar puede clasificarse entre los más elevados del mundo.

Actualmente la Comisión Nacional de Energía, dentro del Programa de Electrificación Rural, está desarrollando diversas iniciativas para promover e implementar el uso de estas tecnologías solares.

2.1.1 Ubicación de principales Mineras de cobre en Chile

La minería del cobre se concentra principalmente en el norte del país, en donde destaca la segunda región con algunas de las principales minas del país como La Escondida y Chuquicamata. A continuación se presenta un mapa con los principales yacimientos mineros de cobre en la zona norte y central del país:



Figura 2.1.1: Principales yacimientos de cobre en Chile

Se puede apreciar que los yacimientos se encuentran principalmente en la zona cordillerana. En términos de radiación solar, resulta relevante conocer las ubicaciones de las principales minas de cobre en términos de su latitud y altitud sobre el nivel del mar:

Mina	Latitud (SUR)	Altura [m] s.n.m.	Grupo
Collahuasi	20° 17'	4000	Angloamerican
Radomiro Tomic	22° 11'	3000	Codelco
Chuquicamata	22° 17'	2700	Codelco
La Escondida	24° 16'	3000	BHP Billiton
El Salvador	26° 07'	2600	Codelco
El Teniente	34° 05'	2500	Codelco

Tabla 2.1.1: Latitud y Altitud de las principales minas de cobre en Chile

2.2 Centrales Termo Solares

Las centrales solares térmicas aprovechan la radiación solar convertida en calor, para la generación de energía eléctrica. De la misma forma que las células fotovoltaicas, transforman directamente la radiación solar en electricidad, los colectores solares transforman la energía de la radiación solar en calor, que posteriormente se convierte en energía eléctrica a través de un ciclo de vapor convencional. En pocas palabras: es el camino alternativo para el aprovechamiento de la energía solar.

La energía eléctrica que, potencial y técnicamente, puede ser producida mediante centrales solares térmicas en la tierra, supera con creces el consumo mundial de energía eléctrica. A diferencia de la fotovoltaica, cuyos puntos fuertes son los sistemas descentralizados en la gama baja de potencia, una central solar térmica puede producir energía eléctrica a gran escala en una gama de potencias entre 50 MW a 200 MW.

Las centrales solares térmicas pueden utilizar dos tipos de tecnología esencialmente distintos:

- Sistemas de concentración de la radiación solar.
Como por ejemplo: centrales con colectores cilindro-parabólicos, centrales con lentes Fresnel, centrales de torre, etc.
- Sistemas sin concentración de la radiación solar.
Como por ejemplo: las centrales de chimenea solar.

La energía térmica generada a temperaturas claramente superiores a los 100 °C, en los sistemas de concentración de radiación mencionados anteriormente, se transmite a un ciclo de vapor que se encarga de transformarla a su vez en energía eléctrica. Igual que en las centrales convencionales, el vapor generado se hace circular a través de una turbina que a su vez impulsa un generador eléctrico produciendo electricidad.

Nombre	Ubicación	Tamaño [Mwe]	Tipo, fluido transferencia calor y medio almacenaje	Entrada en servicio	Financiación
Aurelios	Adrano, Sicilia	1	Torre, vapor de agua	1981	Unión Europea
SSPS/CRS	Almería, España	0,5	Torre, sodio	1981	8 países europeos y EE.UU.
SSPS/DCS	Almería, España	0,5	CCP, aceite	1981	8 países europeos y EE.UU.
Sunshine	Nio, Japón	1	Torre, vapor de agua	1981	Japón
Solar One	California	10	Torre, vapor de agua	1982	M.En.& emp. Serv. Público EE.UU.
Themis	Targassonne, Francia	2,5	Torre, sal fundida	1982	Francia
CESA-1	Almería, España	1	Torre, vapor de agua	1983	España
MSEE	Albuquerque, EE.UU.	0,75	Torre sal fundida	1984	M.En.& emp. Serv. Público EE.UU.
SEGS-1	California, EE.UU.	14	CCP, aceite, alm. aceite	1984	Luz (compañía privada)
Vanguard 1	EE.UU.	0,025	Disco, hidrógeno	1984	Advanco Corp.
MDA	EE.UU.	0,025	Disco, hidrógeno	1984	McDonnell-Douglas
C3C-5	Crimea, Rusia	5	Torre, vapor de agua	1985	Rusia

Tabla 2.2: Primeras centrales eléctricas termosolares

2.2.1 Centrales con concentradores cilindro-parabólicos

La tecnología de cilindros parabólicos usa espejos curvados de forma tal que mirados de perfil poseen una curvatura parabólica. Estos espejos focalizan los rayos solares en un tubo receptor que atraviesa a lo largo de la región focal. Por su geometría, en orden de que los rayos reflejados siempre apunten al tubo receptor, el colector debe estar siempre apuntando en dirección hacia el sol.

Mediante la absorción de los rayos solares en un tubo absorbedor se calienta un líquido transmisor de calor (en inglés Heat Transfer Fluid, HTF) a partir del cual se genera vapor en un intercambiador de calor. Al igual que en las centrales convencionales, el vapor se usa en una turbina para la generación de electricidad.

Debido a su forma, esta tecnología puede concentrar el sol de 30 a 60 veces su intensidad normal en el tubo receptor.

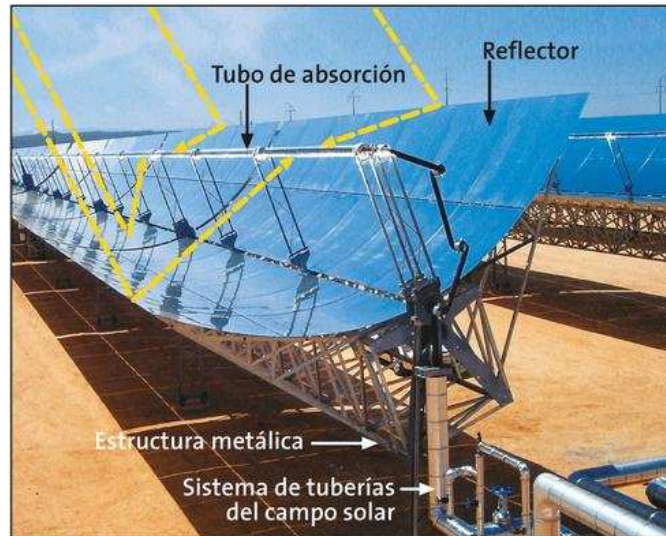


Figura 2.1.1.1: Foto de los cilindro parabólicos de la central Andasol

Desde hace muchos años, las centrales con colectores cilindro-parabólicos son la única tecnología utilizada comercialmente para el aprovechamiento de la energía solar en centrales de gran potencia. Las primeras centrales con colectores cilindro-parabólicos operan comercialmente en California desde 1985. Al igual que en centrales térmicas con combustibles convencionales y también en centrales nucleares, la corriente se genera en las centrales solares térmicas con una turbina a vapor y un generador acoplado. No obstante, el vapor requerido no se genera mediante combustión de fuentes de energía fósiles, sino con ayuda de la energía solar. La radiación solar se recoge y se concentra en grandes hileras de espejos parabólicos. El calor generado es suficiente para producir el vapor requerido.

Solar Millennium ha desarrollado las primeras centrales solares térmicas en Europa. Los proyectos Andasol 1 y Andasol 2 se encuentran actualmente en fase de construcción en el sur de España.

Una central energética de colectores cilindro parabólicos con almacenamiento térmico se compone en esencia de tres áreas:

- El campo solar con el circuito de fluido térmico
- El sistema de almacenamiento
- El bloque de potencia con turbina, generador y circuito de refrigeración

Después de la salida del sol los colectores empiezan a seguir al sol. Los espejos cilindro parabólicos concentran los rayos del sol a tubos absorbedores por los cuales circula un aceite sintético resistente a la temperatura como medio de transferencia de calor. Este fluido a su vez transfiere su energía térmica a cambiadores de calor. El vapor producido allí propulsa una turbina y el generador conectado produce electricidad.

Por la tarde o en horas de cielo nublado el campo solar junto con el almacenamiento puede suministrar la energía necesaria para la operación de la turbina. Para esto la sal caliente se bombea al depósito frío devolviendo la energía térmica al circuito de aceite.

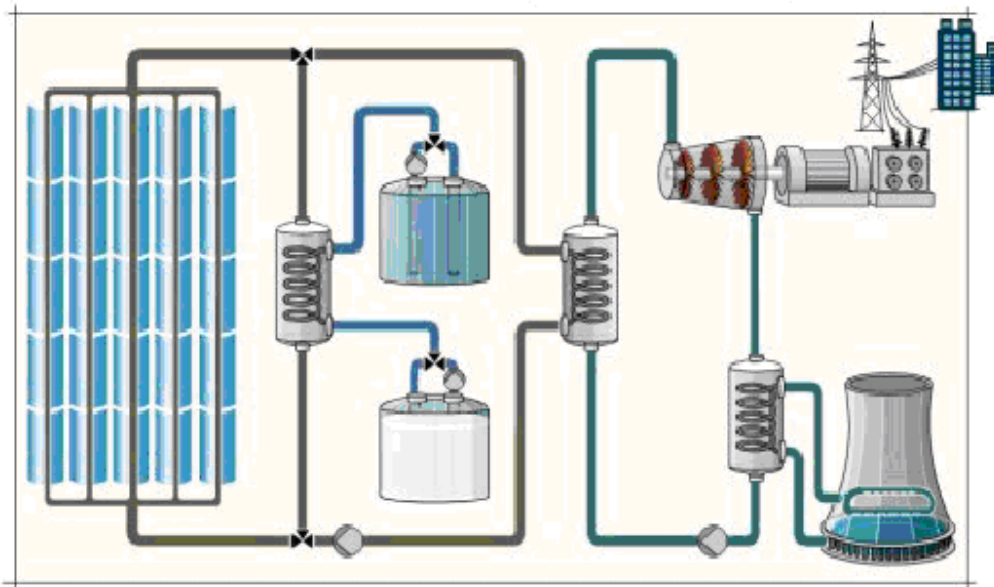


Figura 2.1.1.2: Esquema de funcionamiento de Central Solar con cilindros parabólicos y sistema de almacenamiento

El campo solar de una central con colectores cilindro-parabólicos se compone de decenas de hileras de colectores cilindro-parabólicos con una altura de aproximadamente 6 [m] y una longitud de varios cientos de metros. Las hileras discurren en dirección norte-sur y siguen al sol a lo largo del día de este a oeste.

Los espejos curvados se componen de cristal transparente recubierto de plata con un grosor de entre 4 [mm] y 5 [mm]. Los espejos individuales tienen un tamaño de 2 a 2,8 [m²]. Más del 98% de la radiación solar incidente en el espejo se refleja al tubo absorbedor montado en la línea focal del colector. Con la luz solar concentrada se calienta en los tubos absorbedores un líquido transmisor de calor (HTF) hasta una temperatura de aproximadamente 400 °C.

Los tubos absorbedores, llamados también receptores, se componen de un tubo metálico por el cual fluye el líquido portador de calor y de un tubo envolvente de cristal. El espacio entre ambos tubos se mantiene al vacío. Este vacío aísla el tubo metálico y reduce de esta manera las pérdidas de calor. Se requieren materiales y recubrimientos especiales, ya que un máximo de la radiación solar debe penetrar sin reflexión por el tubo de cristal y llegar al tubo metálico donde se absorbe.

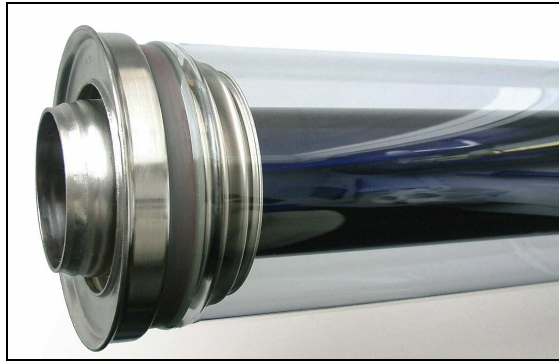


Figura 2.1.1.3: Receptor o Colector solar

2.2.2 Central de Chimenea Solar

En el funcionamiento de las centrales de chimenea solar se combinan de una forma sencilla y genial los principios físicos de efecto de chimenea, invernadero y rueda eólica, conocidos desde la antigüedad.

Debajo de una cubierta plana circular de cristal, que está abierta por los bordes y actúa junto con el suelo natural como colector de aire caliente, el aire se calienta como en un invernadero por la radiación solar. En el centro del tejado de cristal se encuentra una chimenea. Debido a que el aire caliente es más ligero que el aire frío, el aire caliente sube en una corriente continua por la chimenea. Esta energía eólica se convierte con turbinas al pie de la chimenea en energía mecánica y mediante generadores en energía eléctrica.

En función del caudal de aire, una central de chimenea solar permite la conversión de hasta un 65% de la radiación solar en calor y como promedio anual se consigue aproximadamente un 45%.

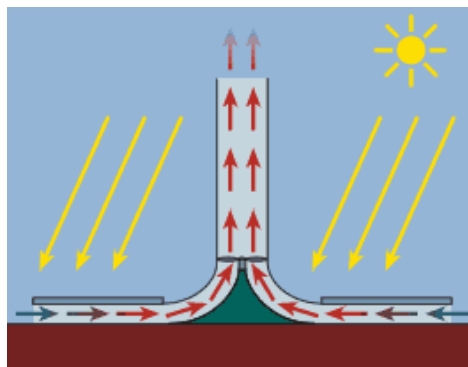


Figura 2.1.2.1: Esquema de la central Chimenea Solar

Un radio de 3.500 [m] y una altura de 1.000 [m] son las dimensiones de una central de chimenea solar de 100 MW.

La capacidad de funcionamiento de las centrales de chimenea solar se demostró en los años 80 en un proyecto piloto en España. Smagsol GmbH, que trabaja para conseguir la viabilidad comercial de esta tecnología.

Características:

- Las centrales de chimenea solar no necesitan agua de refrigeración, por lo que son en particular aptas para el servicio en regiones secas.
- Las centrales de chimenea solar pueden aprovechar también los componentes difusos de la radiación solar y funcionan por lo tanto incluso con el cielo cubierto.
- Las centrales de chimenea solar son particularmente fiables y poco propensas a fallos.
- Debido a la simplicidad de sus componentes, las centrales de chimenea solar pueden construirse también en países poco desarrollados. Los materiales hormigón, vidrio y acero requeridos para la construcción de centrales de chimenea solar están disponibles en cualquier lugar en cantidades suficientes.
- La incorporación de acumuladores térmicos sencillos permite que la central funcione 24 horas al día como central de carga base.

Proyecto piloto

En Manzanares, a 150 [km] al sur de la capital de España, se construyó en 1981 una central de chimenea solar que se mantuvo en funcionamiento hasta 1989. El prototipo fue financiado por el Ministerio Federal de Investigación y Tecnología. La chimenea tenía una altura de casi 200 [m] y disponía de un tejado colector con un radio de 122 [m].





Figura 2.1.2.2: Fotos del proyecto piloto Manzanares

2.2.3 Torre concentradora central

Estos sistemas de alta concentración de temperatura se utilizan en una escala de potencia del orden de los 10 MWe, en zonas de alta insolación y alto índice de diafanidad (por ejemplo: Almería España y Nuevo México).

El sistema de concentración está basado en un conjunto de espejos planos individuales, cada uno con su propio montaje heliostático. Este espejo formado por anillos concéntricos coplanares es llamado “Fresnell”, tal como se indica en el esquema de la figura 2.2.3.1.

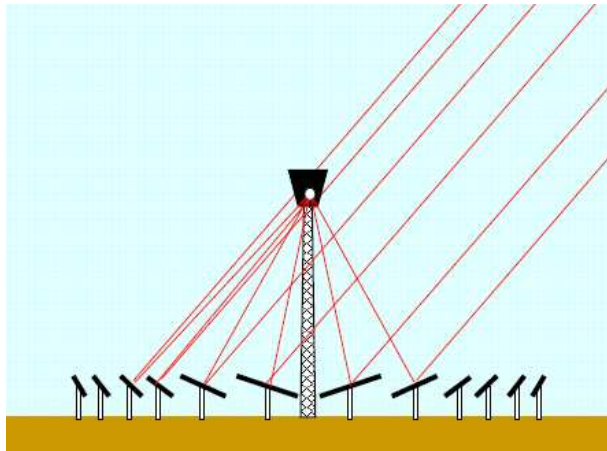


Figura 2.2.3.1: Esquema de una central solar con torre concentradora

Cada helióstato del campo solar sigue la trayectoria del Sol, de tal forma que concentran todos los rayos solares hacia una caldera central situada sobre una torre, para alcanzar temperaturas de 800 °C y más.

Estos sistemas admiten dos posibilidades diferentes para su implementación:

- Sistemas con aleación sodio-potasio como fluido térmico
- Sistemas con aire como fluido térmico

En ambos casos, las temperaturas de trabajo son similares, como asimismo el rendimiento de los ciclos térmicos correspondientes.

La diferencia fundamental se da en dos aspectos constructivos, a saber,

- La disposición relativa de la torre respecto al campo de espejos, y
- La forma del dispositivo colector.

El dispositivo colector para el caso de utilizarse como fluido de transmisión una aleación Na-K, consiste en una superficie cilíndrica obtenida mediante la yuxtaposición de tubos ennegrecidos, cada uno con su correspondiente válvula de paso modulante, a los efectos de controlar en cada caso el caudal en el tubo para que la temperatura de salida del fluido sea la misma en todos, y no haya problemas en el colector superior de salida, tal como se puede ver en el esquema de la figura 2.2.3.2 siguiente:

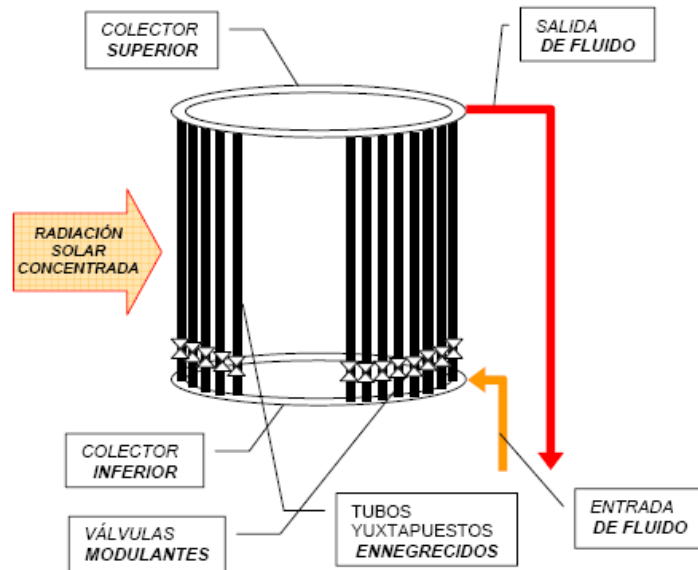


Figura 2.2.3.2: Dispositivo colector de la torre concentradora

Se debe tener en cuenta que tanto la entrada como la salida del fluido de transferencia térmica (aleación Na-K), se efectúan por dentro de los anillos colectores.

Asimismo, las válvulas modulantes de los tubos calentadores no se encuentran expuestas a la radiación, es decir, quedan fuera del área irradiada por el campo de espejos.

En caso de utilizarse aire como fluido de transferencia, el colector consiste en una única chapa ennegrecida y con perforaciones distribuidas de tal manera que el flujo que las atraviesa sea igual en toda el área.

Dicho colector se ubica dentro de un cono de inducción del aire que llega precalentado lateralmente, y sin mezclarse con el aire exterior (efecto "cortina de aire"), atraviesa la placa recogiendo el calor aportado por la radiación concentrada proveniente de la dioptra formada por el campo de espejos.



Figura 2.2.3.3: Ejemplo de torre concentradora Solar Two, USA.

2.2.4 Concentrador solar Stirling

En estos sistemas un espejo cóncavo parabólico concentra la luz del sol; el espejo cuenta con un sistema de seguimiento de dos ejes y debe poder seguir al sol con un alto grado de exactitud para alcanzar eficacias altas. En el foco del espejo parabólico se ubica un receptor el cual se calienta hasta 650 °C.

El calor absorbido acciona un motor de Stirling, que convierte el calor en energía cinética y acciona un generador eléctrico.

El motor Stirling de un grupo concentrador/Stirling convierte la energía calórica en energía mecánica. El principio es el tradicional de una máquina térmica, que es comprimir el gas de trabajo cuando es frío para extraerle el calor, luego calentar el gas comprimido para conseguir energía útil con su expansión. El proceso de convertir la energía mecánica en energía eléctrica se logra mediante un generador tradicional asíncrono.

Un motor de Stirling es un motor de ciclo cerrado, lo que significa que el fluido de trabajo (idealmente un gas perfecto) se encuentra encerrado dentro del motor y los pistones lo desplazan en las diversas etapas del ciclo.

El tamaño del concentrador solar está determinado por la potencia del generador. Por ejemplo, el diámetro del paraboloide de un grupo concentrador/Stirling de 25 kWe, en una zona donde la máxima potencia solar es de 1000 W/m², es de 10 m³.

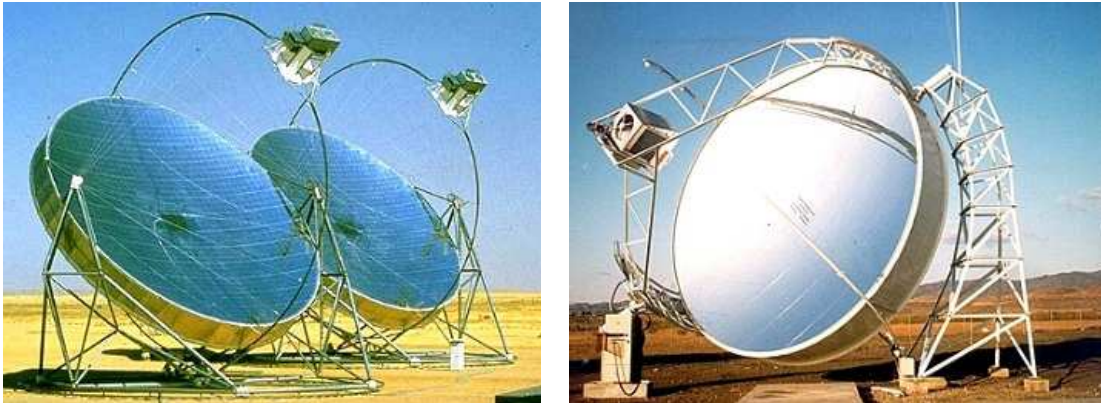


Figura 2.2.4.1: Sistemas Concentrador/Stirling fabricado por SBP

2.3 Almacenamiento de energía solar

Con la implementación de un sistema de almacenamiento de energía del tipo acumulador térmico es posible planificar en mayor medida la energía eléctrica a generar por la planta. La principal ventaja de las centrales solares equipadas con este tipo de sistemas de acumulación de energía es que pueden seguir generando energía eléctrica después de la puesta del sol. Por este motivo, las centrales solares térmicas tienen un mayor potencial para sustituir a las centrales convencionales que utilizan combustibles fósiles para producir energía eléctrica.

Esto se ha hecho sobredimensionando las plantas, y agregando un sistema capaz de almacenar energía. De esta forma, cuando los requerimientos de generación eléctrica son menores a la capacidad de producción, se almacena parte de este calor de forma de poder utilizarlo cuando la radiación solar no sea suficiente para satisfacer la demanda.

La elección del tipo de almacenamiento adecuado para la energía solar generada depende del tipo de central, pero es posible destacar algunos métodos ocupados en las actuales centrales estudiadas.

- ⇒ Estanques salinos “Molten salt” y “RTILs” (Room Temperatura Ionic Liquids)
- ⇒ Almacenamiento en Concreto
- ⇒ Materiales con cambio de fase (“PCM”)
- ⇒ Almacenamiento usando materiales sólidos
- ⇒ Almacenamiento para vapor de agua saturado

2.3.1 Sistema de almacenamiento de Andasol-1

El sistema de almacenamiento de ANDASOL 1 consta de 2 piscinas salinas (cálida y fría). Estas corresponden a una mezcla de 25.000 Toneladas de nitrato de Sodio y Potasio, la que es mantenida entre una temperatura de 384 °C (Piscina caliente), hasta 300 °C (piscina fría). Totalmente cargado en pleno verano, este sistema permite la operación de la planta por más de 6 horas. Deben tomarse precauciones para que la solución salina no se congele (~200 °C) en la piscina fría ni en los ductos que la unen con la piscina cálida.

Por otro lado, la central PS10 posee un tipo distinto de almacenamiento. Mientras se trabaja full carga, parte del vapor generado se utiliza para cargar un sistema térmico de agua saturada con una capacidad de 20 MWh. El sistema se compone de 4 tanques que son secuencialmente activados en relación con su estado de carga, de forma que cuando se requiere energía para un periodo transiente, se utiliza esta agua para “correr” la turbina a carga parcial (50%).

A continuación se muestra un esquema simplificado de la central ANDASOL:

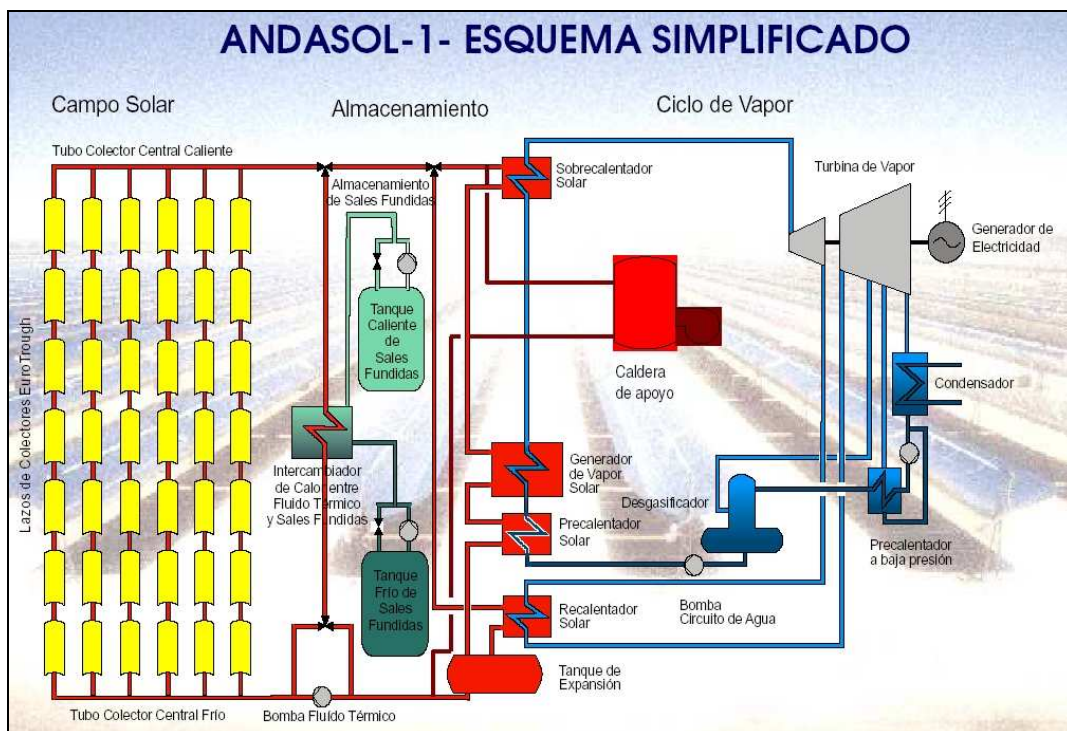


Figura 2.3.1: Esquema de la central de generación eléctrica solar Andasol-1

Luego, dadas las características del sistema solar Andasol (incluyendo almacenamiento), se muestra la generación eléctrica a lo largo del día, para un día característico de cada estación del año.

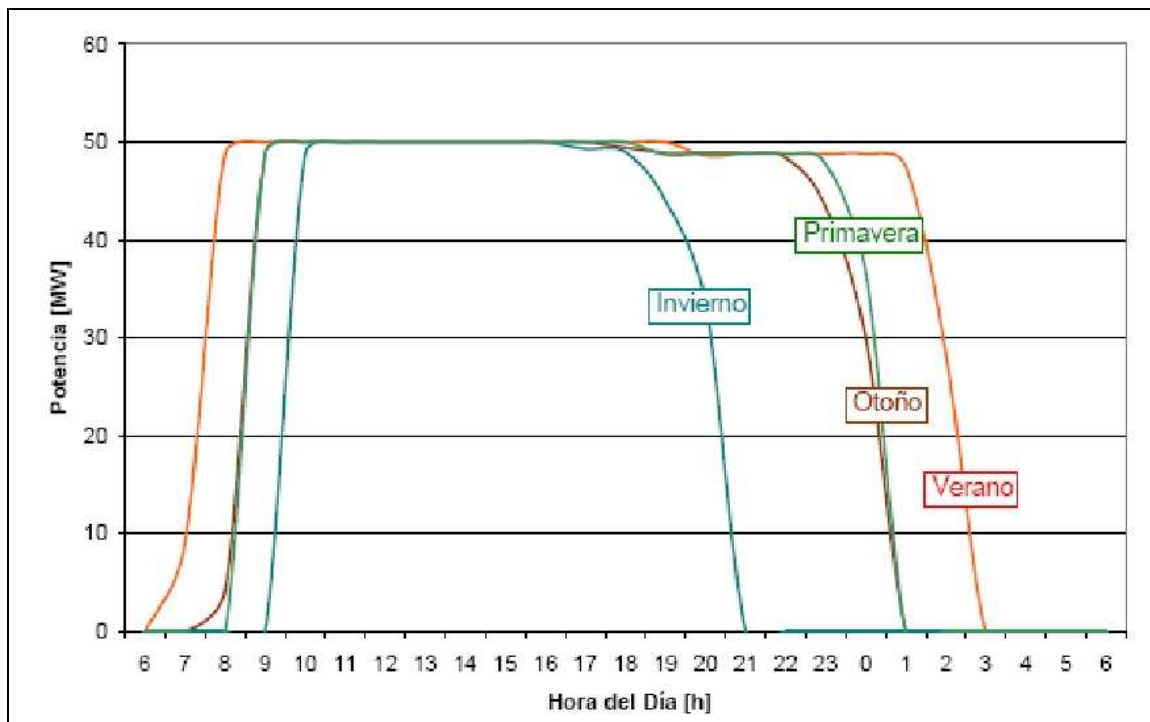


Figura 2.3.2: Curvas de carga por estación del año

En resumen, se muestran las características de la planta solar de Andasol-1 en la siguiente tabla:

Características	Andasol-1
Potencia [MWe]	50
Nº de colectores	624
Campo de colectores [m ²]	510.120
Tecnología	PT
Modelo colectores	SKALET 150
Concentración	80 veces
Tuberías recolectoras [km]	92
Respaldo con calderas	SI
Presión Aceite [bar]	20
Presión vapor [bar]	100
Temperatura máxima aceite [°C]	394
Capacidad Almacenamiento	1010 MWh (7,5h@50MW)
Radiación normal directa anual [kWh/m ²]	2201
Eficiencia anual media al vapor	43%
Eficiencia anual media a la electricidad	16%

Tabla 2.3.1: Características específicas de la central de generación eléctrica Andasol-1

CAPÍTULO 3: Análisis de tecnologías

Tecnologías avanzadas, producción en masa, economías de escala y mejoras en la operación permitirán en su conjunto reducir el costo de la electricidad termosolar a un nivel competitivo con otras fuentes de energía en los próximos 10 a 15 años. Esto reducirá la dependencia de combustibles fósiles y el riesgo del aumento de costo de la electricidad en el futuro. Las centrales híbridas solar fósil usando esquemas de financiación especiales en sitios favorables ya pueden suministrar electricidad a precios competitivos.

La competencia por aspectos económicos de centrales eléctricas solares térmicas viene de centrales convencionales de combustibles fósiles conectadas a la red, especialmente las modernas centrales de gas de ciclo combinado operando a carga media o base. En los sistemas de generación a pequeña escala sin conexión a red, como islas o países en desarrollo, la competencia son los generadores de motores eléctricos diesel a gasóleo o fuel pesado. Sin embargo, la mezcla de factores, incluyendo reforma del sector eléctrico, aumento de demanda de “energía limpia”, posibilidad de ganar créditos de carbono por generación no contaminante y esquemas de apoyo directo a las energías renovables en varios países, están aumentando la viabilidad de tales proyectos.

3.1 Análisis de todas las tecnologías comprendidas

3.1.1 Sistemas concentradores cilindro-parabólicos

Partiendo de la idea que se esta en el comienzo de la curva de aprendizaje se espera que un diseño estructural avanzado aumentará la precisión óptica reduciendo al mismo tiempo peso y costos. Si se aumenta la longitud de la unidad de colectores, se podrán reducir más las pérdidas de los extremos y ahorrar en los sistemas de funcionamiento y conexión a las tuberías. La nueva generación de tubos receptores también reducirá más las pérdidas térmicas a la vez que aumenta la fiabilidad. Las mejoras en el medio de transferencia de calor aumentarán temperatura de operación y rendimiento. El almacenamiento térmico masivo a bajo costo aumentará las horas de operación anuales reduciendo los costes de generación. Sin embargo, aún más importante para otras reducciones de costos, es la producción en masa automatizada para aumentar constantemente el desarrollo del mercado.

Mientras que las centrales comerciales de California usan aceite sintético como fluido de transferencia de calor por su baja presión de operación y almacenabilidad, hay en curso en la Plataforma Solar, a través de los proyectos DISS (vapor solar directo) e INDITEP patrocinados por la Comisión Europea, para conseguir generación de vapor directa en los tubos de absorción y así eliminar la necesidad de una transferencia de calor intermedia. Esto aumenta la eficiencia y podría reducir costos hasta un 30%. En la primera central DISS piloto se ha generado vapor solar directo a 100 bar y 375 °C. Tras este éxito, el esfuerzo actual en desarrollo del proyecto INDITEP se centra en aumentar la temperatura del vapor más allá de 400 °C. El tema de un medio de almacenamiento viable de cambio de

fase para los sistemas de vapor directo será el eje futuro de las actividades de investigación y desarrollo.

En términos de eficiencia, las centrales SEGS alcanzan eficiencias diarias solar-eléctrica cercanas al 20%, y eficiencias máximas de hasta el 21.5%. La disponibilidad anual de la central supera el 98%, la del campo colector más del 99%. Las 5 centrales de Kramer Junction han conseguido una reducción del 30% en los costos de operación y mantenimiento entre 1995 y 2000.

Las mejoras conseguidas en el rendimiento de las centrales SEGS de Kramer Junction han sido el resultado de adaptaciones acertadas al diseño de los colectores solares, tubos de absorción e integración del sistema por una serie de compañías. En Europa y EEUU continúan en marcha trabajos de desarrollo para reducir más los costos en una serie de áreas, incluyendo mejoras en el campo colector, tubos del receptor, espejos y almacenamiento térmico.

Los costos de capital instalados de los sistemas SEGS de concentradores de ciclo Rankine de California con una operación eléctrica en punta cayeron de 4000\$/kWe a menos de 3000\$/kWe de 1984 a 1991, debido fundamentalmente al aumento en tamaño de las unidades de 30 a 80 MWe y de la experiencia adquirida.

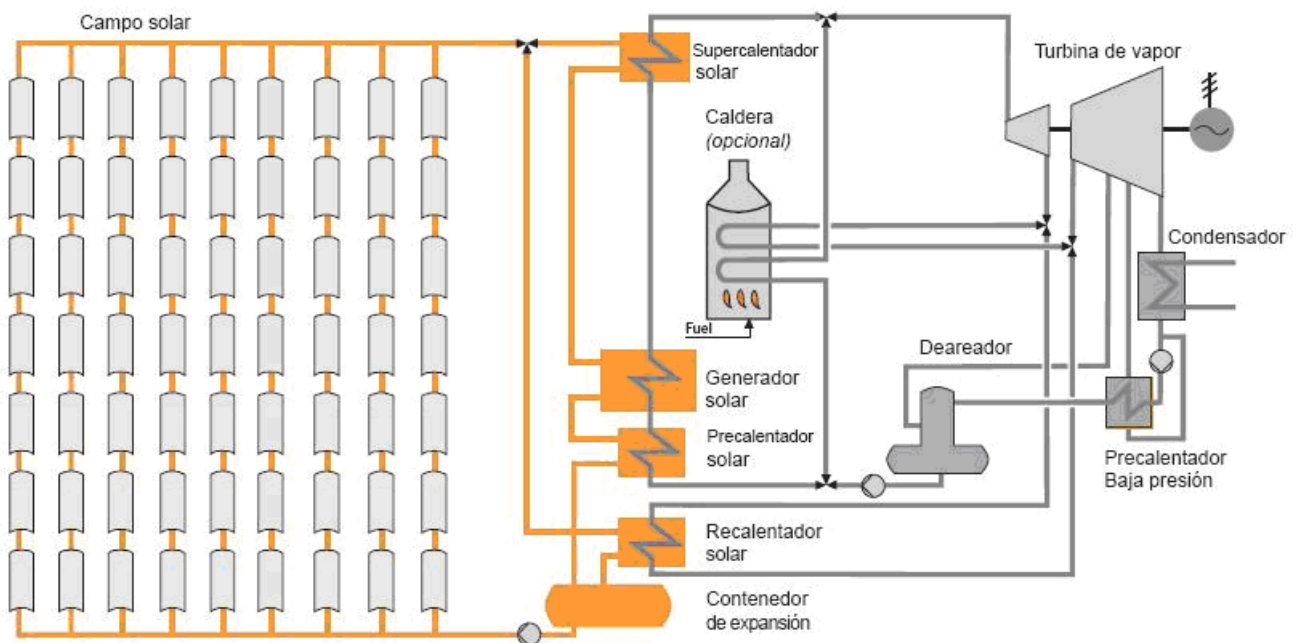


Figura 3.1.1.1: Central CCP con tanque de almacenamiento térmico y generador de vapor de fuel

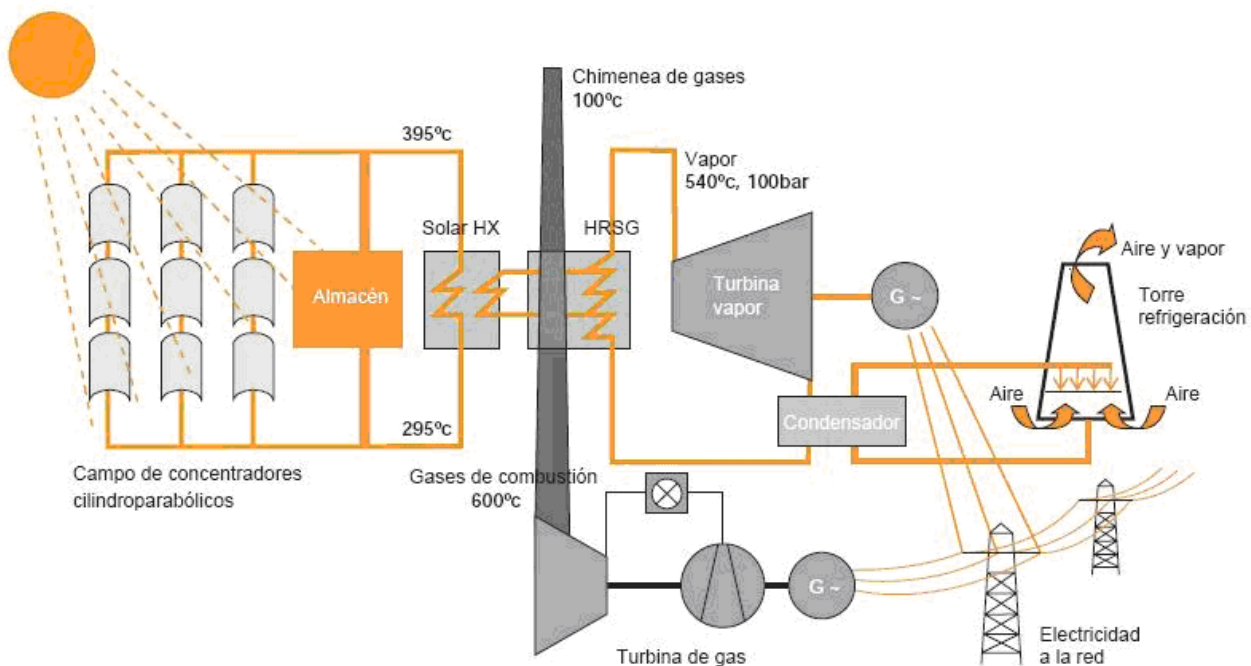


Figura 3.1.1.2: Sistema de ciclo combinado integrado solar (ISCC)

3.1.2 Sistemas de receptor central/torre solar

Concentrando luz solar hasta 600 veces, la tecnología de torre solar tiene la ventaja potencial de suministrar calor solar a alta temperatura en cantidades a escala comercial desde 500 °C para los ciclos de vapor y más allá de los 1.000 °C para las turbinas de gas y las centrales eléctricas de ciclo combinado.

La viabilidad técnica de la tecnología de receptor central se probó por primera vez en los 80 con la operación de 6 centrales de investigación de 1 a 5 MWe de capacidad, y una central de demostración con un receptor agua/vapor, conectado a la red del sur de California. Su capacidad eléctrica total neta era 21,5 MWe con un área de espejos helióstatos instalada de unos 160000 [m²]. Sin embargo, la operación comercial de la torre solar está aún por demostrarse. Tras una escala intermedia de sistemas de hasta 30 MW, los promotores de torres solares confían ya que se puedan construir centrales de torre conectadas a red con una capacidad de 200 MWe sólo solares. También se han hecho diseños conceptuales de unidades con más de 100 MWe para centrales "ISCC".

Para la operación de la turbina de gas, el aire a calentar debe pasar primero por un receptor solar presurizado con una ventana solar. Las centrales de ciclo combinado que utilizan este método requerirán un 30% menos de área de colector que los ciclos de vapor equivalentes.

En la actualidad se construye un primer prototipo para demostrar este concepto como parte del proyecto europeo SOLGATE, con 3 unidades receptoras acopladas a una turbina de gas de 250 kW.

Se han investigado varios medios de transferencia de calor del receptor central, como agua/vapor, sodio líquido, sal fundida y aire ambiente.

La planta piloto Solar One de 10 MWe operada en California de 1982 a 1988 usaba vapor como medio de transferencia de calor. Reconstruida como central solar de 10 MWe operó con éxito de 1997 a 1999 con un sistema de receptor con sal fundida en el tubo y dos tanques de almacenamiento de sal fundida, acumulando varios miles de horas de experiencia de operación y suministrando electricidad a la red de forma continuada.

Hoy se considera que los sistemas de almacenamiento más prometedores son la tecnología europea de aire volumétrico y la tecnología de sal fundida en tubo de EEUU.

El sistema europeo implica irradiar finas estructuras de malla de cable o espuma cerámica, transfiriendo la energía por convección a una temperatura de 700-1.200°C. Las pruebas realizadas por el proyecto conjunto hispanoalemán Phoebus entre 1993 y

1995 con una central piloto alemana de 2.5 MWth demostró la viabilidad del concepto del sistema receptor de aire con un sistema de almacenamiento de energía cerámico. Las compañías española y alemana están ahora implicadas en la comercialización de esta tecnología mediante el proyecto Planta Solar (PS10) de 10 MWe cerca de Sevilla.

Como los helióstatos suponen la mayor inversión individual de capital en una central de receptor central, continúan los trabajos para mejorar el diseño con mejores propiedades ópticas, estructura más ligera y mejor control.

Aunque se piensa que las centrales de receptor central están más lejos de la comercialización que los sistemas de CCP, las torres solares tienen buenas perspectivas a largo plazo por sus altas eficiencias de conversión. Mientras tanto, se necesitan proyectos de demostración de mayor escala.

Tendencia de su costo:

Los costos de capital de instalación para centrales piloto de receptor central son todavía muy altos, y no hay aún disponibles costos de generación eléctrica para centrales a escala comercial. Sin embargo, estas centrales tienen un uso potencialmente importante ligadas a sistemas de almacenamiento de energía de alta temperatura.

Esto aumentaría el rendimiento y el factor de capacidad, aunque no necesariamente reduciría los costos de producción.

Los promotores de proyectos de torre en España, como la central PS-10 de 10 MW con 3 horas de almacenamiento, han indicado que sus costes de instalación serán unos 2.700 €/kWe, con turbinas de ciclo Rankine y un pequeño sistema de almacenamiento de energía, y costos de electricidad totales previstos entre 14 y 20 céntos €/kWh. El costo total de capital para la central de 15 MW Solar Tres, con 16 horas de almacenamiento, es estimado en 84 millones de euros, con costos de operación anuales de unos 2 millones €. Los costos previstos de instalación de un campo de helióstatos varían de 180 a 250 €/m² para pruebas de pequeña producción en EE.UU. y de 140 a 220 €/m² en Europa. En los países en desarrollo se puede proyectar un 15% de descuento en el nivel de precio EE.UU./Europa por los menores costes de mano de obra. A largo plazo se espera que el costo de los campos de helióstatos baje a menos de 100 €/m² para volúmenes importantes de producción.

En el futuro, los proyectos de centrales de receptor central se beneficiarán de similares reducciones de costos que los esperados en las centrales de concentradores. La evolución esperada de los costos totales de la electricidad, de acuerdo con el Banco Mundial, es una bajada a 8-7 céntos €/kWh a mediano plazo (central de ciclo Rankine o ISCC de 100 MWe, ambas con almacenamiento) y 5 céntos €/kWh a largo plazo (central de ciclo Rankine de 200 MWe con almacenamiento) para enclaves de alta insolación con un nivel de insolación directa anual de más de 2.700 kWh/m².

3.1.3 Motores Stirling con discos parabólicos

Los concentradores de disco parabólico son unidades pequeñas. Los tamaños típicos oscilan de 5 a 15 metros de diámetro y 5 - 50kW de producción eléctrica. Como todos los sistemas de concentradores, pueden ser alimentados adicionalmente por gas natural o biogas, proporcionando una capacidad firme en todo momento.

Por su óptica parabólica ideal de enfoque en un punto y su control de trayectoria de doble eje, los concentradores de disco consiguen máxima concentración de flujo solar y por tanto el mejor rendimiento de todos los tipos de concentradores. Por razones económicas, la capacidad unitaria de los discos está actualmente restringida a unos 25 kWe, pero se pueden usar disposiciones con discos múltiples para aumentar la producción eléctrica al rango de MWe. Debido a su tamaño, el futuro de la tecnología de disco está sobre todo en el suministro eléctrico descentralizado y remoto, con sistemas eléctricos independientes.

Varios sistemas eléctricos pequeños no conectados a la red con unidades de disco parabólico de 5 - 50 kWe han probado su viabilidad técnica en proyectos experimentales en todo el mundo desde los años 70.

En particular, los sistemas disco/motor Stirling tienen un excelente potencial para altas eficiencias de conversión debido al rendimiento del ciclo empleado. El rendimiento energético récord hasta la fecha ha sido el de un sistema disco/motor Stirling de 25kWe en EE.UU. con una eficiencia solar-eléctrica máxima del 30%.

Los prototipos disco/motor que han operado con éxito en los últimos 10 años incluyen unidades de 7 a 25kW desarrolladas en EE.UU. por Advanco, McDonnell Douglas, Cummins Engine Co.y otras, aunque todavía no se ha dado la utilización a gran escala. En España, en la actualidad están operando con éxito unidades de 9 a 10 kW. Fueron desarrolladas por la compañía alemana Schlaich, Bergermann and Partners (SBP) en colaboración con Mero (suministradores del sistema colector) y SOLO Kleinmotoren (motor Stirling). Tres de estos discos operan continuamente con gran éxito desde 1992, acumulando más de 30.000 horas de experiencia de operación.

El nuevo desarrollo EuroDisco, apoyado por la Unión Europea, avanzará más en esta tecnología. Al mismo tiempo, dos equipos industriales que trabajan en EE.UU. - Stirling Energy Systems/Boeing Company y Science Applications Internacional Corporation /STM

Corp - han instalado varios prototipos disco/Stirling de segunda generación de 25 kW para amplio testeo y evaluación.

Finalmente, WG Associates han demostrado la primera operación remota, sin asistencia, de un prototipo disco/Stirling de 10 kW de tecnología avanzada.

Actualmente se están desarrollando sistemas disco/Stirling llave en mano con la opción de la operación híbrida con combustión de gas y se espera que estén pronto disponibles para proyectos de demostración iniciales.

3.2 Estimación de radiación solar para determinadas topografías y características

El cinturón solar de la tierra (latitudes medias, 35° norte a 35° sur) es la zona más adecuada para una explotación del recurso solar con centrales térmicas solares.

Y dado que los proyectos que han tenido éxito en el mundo están en latitudes más alejadas del ecuador que el territorio del norte de Chile, como es el caso de los proyectos en el estado de California, EEUU y España, se prevee que los proyectos chilenos debiesen tener mejores resultados desde este punto de vista.

En la actualidad se cuenta, con información solarimétrica suficiente para identificar las zonas con mayor potencial solar. Sin embargo esta información es insuficiente para hacer un catastro exacto y detallado del potencial para la instalación de plantas solares térmicas que utilizan radiación normal directa. Cabe señalar que esta información acerca de las radiaciones solares medidas en el territorio chileno no esta a la mano de cualquiera y solo esta disponible para algunos entes o empresas específicos.

A continuación se presenta una tabla con la radiación solar global anual de algunas ciudades de Chile en [kWh/m² año].

Ciudad	Radiación Global Diaria [kWh/m ² día]												Rad. global [kWh/m ² año]
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	agos	sep	oct	nov	dic	
Arica	6,7	6,6	5,9	4,9	3,8	3,2	3,3	3,9	4,8	5,9	6,5	7	1.899
Putre	6,1	5,1	5,5	5,7	4,9	4,4	4,6	5,5	6,2	7	7,5	6,8	2.111
Iquique	7	6,6	5,8	4,9	3,8	3,2	3,3	3,9	4,9	6,1	6,8	7,2	1.929
Pica	6,9	6,5	6,2	5,4	4,5	4,1	4,4	5,1	6	6,9	7,3	7,3	2.146
Antofag.	6,7	6,2	5,6	4,5	3,5	3	3,3	3,8	4,9	6	6,6	7	1.858
Calama	7,3	7,1	6,3	5,5	4,6	4,1	4,4	5,2	6,2	7,1	7,7	7,8	2.227
Copiapó	6,9	6,4	5,4	4,2	3,3	2,9	3,2	3,9	5	6,1	6,7	7	1.853
Salvador	7,5	7,2	6,2	5,1	3,8	3,5	3,8	4,7	5,9	6,9	7,7	7,9	2.134
Ovalle	7	6,3	5,1	3,8	2,8	2,3	2,5	3,3	4,3	5,8	6,6	7	1.725
Santiago	6,4	5,9	4,8	3,4	2,3	1,7	2	2,9	4,1	5	6	6,1	1.485

Tabla 3.2.1: Radiación Solar global anual de algunas ciudades de Chile
Fuente: Archivo Nacional de Datos Solarimétricos. UTFSM.

Hay que señalar que la radiación solar global no es igual a la radiación solar directa, la segunda se monitorea por medio de un pirheliómetro apuntando al sol constantemente con un sistema de “tracker solar” (un seguidor controlado electrónicamente). Y lo normal es que la radiación solar directa sea mayor a la radiación global.

Ciudad	Rad. Global [kWh/m ² año]	Rad. Directa [kWh/m ² año]	% días Nublados	% días Parcial	% días Despejados
Calama	2227	2800	19%	16%	65%

Tabla 3.2.2

Fuente: Archivo Nacional de Datos Solarimétricos. UTFSM

Otra herramienta disponible para detectar zonas con buenos niveles de radiación son las exigencias de acondicionamiento térmico para viviendas que Chile ha incorporado en su reglamento de construcción. De acuerdo a lo anterior se dividió el país en siete zonas térmicas dependiendo de los “grado-día”.

LEYENDA	ZONA	GRADO DIA
	Zona 1	≤ 500
	Zona 2	> 500 - ≤ 750
	Zona 3	>750 - ≤ 1000
	Zona 4	>1000 - ≤ 1250
	Zona 5	>1250 - ≤ 1500
	Zona 6	>1500 - ≤ 2000
	Zona 7	>2000

Figura 3.2.1: Zonas Térmicas y Grado Día.

Fuente: Ordenanza General de Urbanismo y Construcción. Reglamentación Térmica. Minvu

Comuna	Zona	Zona	Altura [msnm]
Antofagasta	1, 5, 7	1	
Mejillones	1	2	>2000
Sierra Gorda	1, 2	3	
Taltal	1, 5	4	
Calama	2, 5	5	>3000
Ollagüe	7	6	
San Pedro de Atacama	2, 5	7	>4000
María Elena	1, 5		
Tocopilla	1		

Tabla 3.2.3: Zonificación térmica y nomenclatura para segunda Región

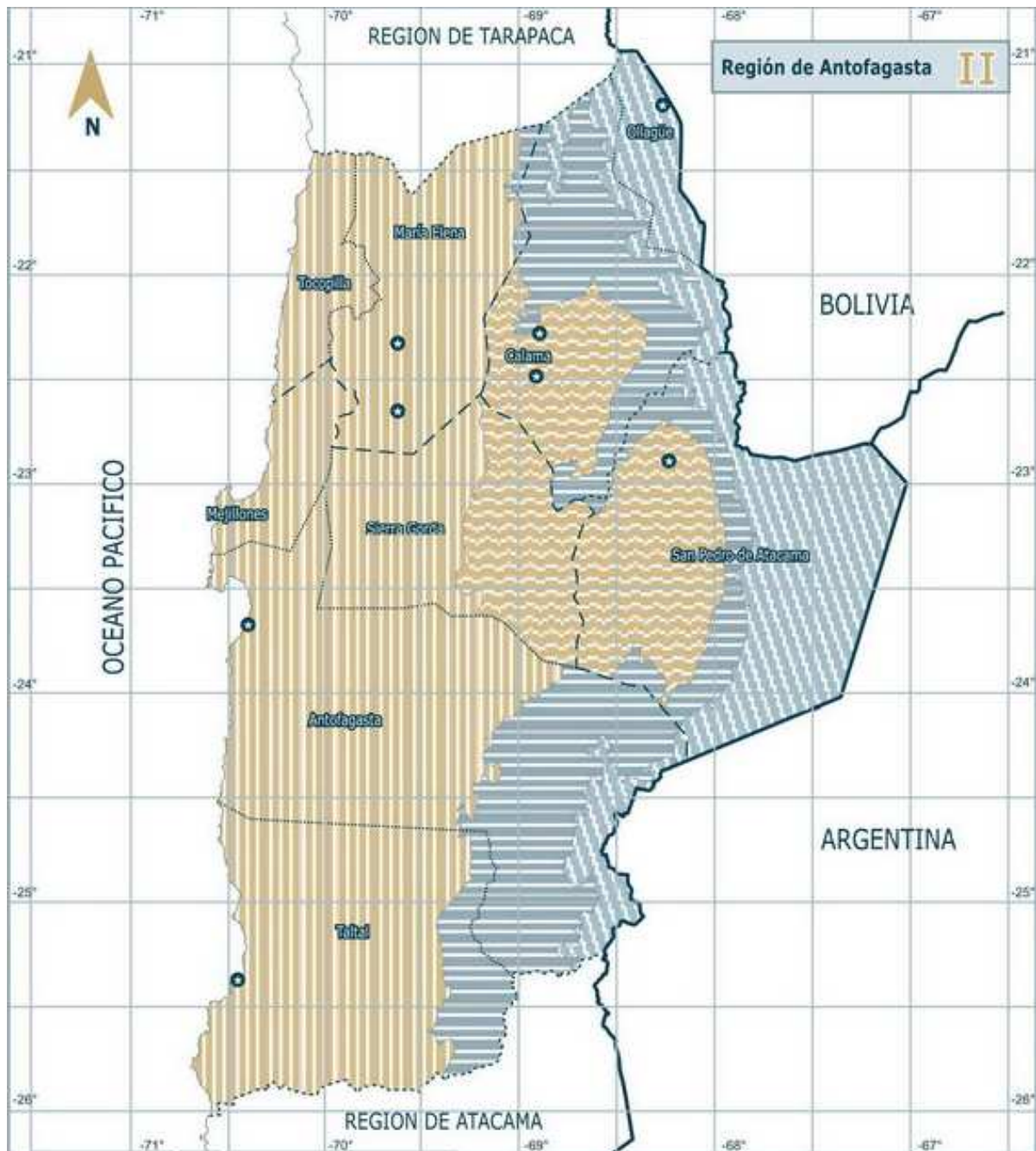


Figura 3.2.2: Plano de zonificación Térmica, Región de Antofagasta
 Fuente: Ordenanza General de Urbanismo y Construcción. Reglamentación Térmica. Minvu

3.3 Determinación del potencial de producción

Para determinar el potencial de producción de una zona o región específica hay que considerar dos elementos principalmente: la disponibilidad del recurso, reflejada en este

caso con las horas de radiación útiles, y la superficie aprovechable, donde es factible instalar la central solar térmica.

Para representar numéricamente la disponibilidad del recurso en un tiempo determinado hay que definir un factor de planta (fp= **25%**). Se considerará un factor de planta estimado en la literatura científica y se sensibilizará en torno a éste con dos factores de planta más, de modo que estos distintos factores de planta proyecten virtuales diferencias en la ubicación de la zona elegida para la planta, como también diferencias en la tecnología elegida para conformar la central.

La superficie aprovechable no presenta problema, ya que es sabida la condición desértica del norte de nuestro país. Se considerará el porcentaje de superficie aprovechable por región igual a **0,3**.

Los resultados para el potencial de producción para las regiones del norte grande se presentan a continuación.

Región	Radiación Solar [kWh/(m ² año)]	Superficie región [km ²]	Sup. aprovechable 0,3% [km ²]	Energía [MWh/año]	Potencia bruta_A [MW] (fp=25%)	Potencia_B [MW](fp=20%)	Potencia_C [MW] (fp=30%)
I	1.933,20	58.698,00	176,094	340.424.921	155445	194306	129538
II	2.049,50	126.121,30	378,3639	775.456.813	354090	442612	295075
III	1.844,90	75.452,00	226,356	417.604.184	190687	238359	158906
				1.533.485.918	700222	875277	583518

Tabla 3.2.3: Estimación de potencial solar norte grande

En el recuadro destacado aparece el potencial total bruto de la potencia que puede generarse a base de radiación solar en las primeras tres regiones de Chile (700222 [MW]) considerando un factor de planta de 25% y una utilización del terreno total igual al 0,3% de la superficie total.

Ahora bien, para hacer una estimación un poco más precisa se puede incorporar un factor (fc) que represente el rendimiento técnico que denote la capacidad de convertir la energía solar a eléctrica. Considerando esta eficiencia de conversión del recurso $fc = 10\%$ se tiene un **potencial factible de 70 [GW]** ($=700222*0.1$).

Cabe señalar que estas magnitudes sirven para estimar una cota superior en cuanto el potencial total, y considerando las características de Chile, la demanda energética y los costos asociados a la generación es casi equivalente a decir que el potencial de generación solar en nuestro país es “ilimitado”.

En el Capítulo 4.2 se profundizará en el dimensionamiento de una central considerando el marco característico de Chile recién analizado.

3.4 Definición de la capacidad de generación

La capacidad de generación es posible estimarla conociendo la radiación solar en una superficie dada y algunos otros parámetros inherentes a cada geografía.

Radiación Global Diaria [kWh/m²día]

	abr	may	jun	jul	agos	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar	Promedio
Pica	5,4	4,5	4,1	4,4	5,1	6	6,9	7,3	7,3	6,9	6,5	6,2	5,9
Calama	5,5	4,6	4,1	4,4	5,2	6,2	7,1	7,7	7,8	7,3	7,1	6,3	6,1
Salvador	5,1	3,8	3,5	3,8	4,7	5,9	6,9	7,7	7,9	7,5	7,2	6,2	5,9

Tabla 3.4.1

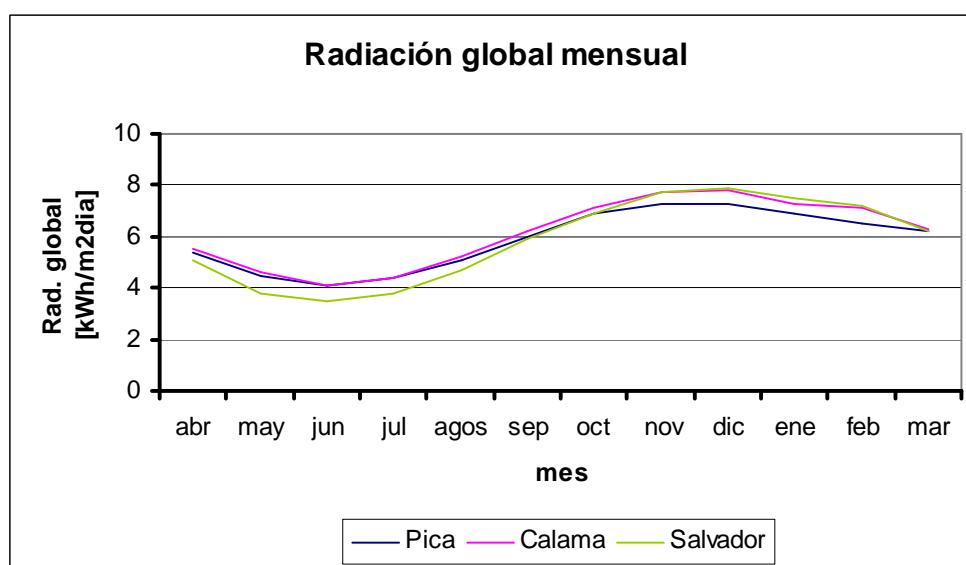


Figura 3.4.1: Radiación global mensual para Pica, Calama y Salvador

Considerando una superficie de recepción solar de $S = 0.6 \text{ km}^2$, y la cantidad de días para cada mes respectivo se tienen las siguientes capacidades de generación de energía.

Energía solar mensual [MWh/mes]

	abr (30)	may (31)	jun (30)	jul (31)	agos (31)	sep (30)	oct (31)	nov (30)	dic (31)	ene (31)	feb (28)	mar (31)
Pica	145800	125550	110700	122760	142290	162000	192510	197100	203670	192510	163800	172980
Calama	148500	128340	110700	122760	145080	167400	198090	207900	217620	203670	178920	175770
Salvador	137700	106020	94500	106020	131130	159300	192510	207900	220410	209250	181440	172980

Tabla 3.4.2

Y luego, considerando la eficiencia de conversión de la radiación solar a energía eléctrica = 16% (eficiencia de central Andasol-1). Se obtiene una estimación para la conversión entre energía solar a eléctrica, y por lo tanto la capacidad energética de generación para un central CCP ubicada en las cercanías de las tres ciudades estudiadas.

	Energía Solar MWh/año	Energía Eléctrica MWh/año
Pica	1287780	206045
Calama	1336500	213840
Salvador	1279440	204710

Tabla 3.4.3: Energía solar y eléctrica utilizando una superficie de absorción de 0.6 km²

CAPÍTULO 4: Análisis técnico

4.1 Comparación entre tipos de centrales

En un primer lugar se presenta la comparación entre los principales tipos de centrales solares, señalando las ventajas y desventajas de cada tipo de tecnología. En la Tabla 4.1.2 aparecen algunas de las características principales de tres proyectos representativos de la Unión Europea, que sirve para remarcar las diferencias entre cada tipo de tecnología solar.

	Concentrador (CCP)	Central de torre	Disco Parabólico
Aplicaciones	Centrales conectadas a la red, calor de proceso (unidad mayor construida hasta la fecha: 80 MWe)	Centrales conectadas a la red, calor de proceso a alta temperatura (unidad mayor construida hasta la fecha: 10 MWe)	Aplicaciones independientes o pequeños sist. eléctricos aislados (unidad mayor construida hasta la fecha: 25 kWe)
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Comercialmente disponible, más de 10.000 millones de kWh de experiencia operacional; operan a una temperatura potencial de hasta 500°C (400°C comercialmente probados) • Rendimiento anual comercialmente probado del 14% de la producción solar eléctrica a la red • Costes de inversión y operación comercialmente probados • Modularidad • Mejor empleo del terreno • Demanda de material más baja • Concepto híbrido probado • Capacidad de almacenamiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Buenas perspectivas a mediano plazo de altas eficiencias de conversión con colección solar operando a temperaturas de hasta 1000°C potenciales (565°C probados a 10MW) • Almacenamiento a altas T (°C) Operación híbrida posible 	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia de conversión muy alta – máxima de solar a eléctrica de aproximadamente un 30% • Modularidad • Operación híbrida posible • Experiencia operacional de los primeros prototipos
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • El uso de aceites como medios de transferencia de calor restringe las temperaturas de operación a 400°C, lo que origina calidades de vapor moderadas • Mucho terreno y agua 	<ul style="list-style-type: none"> • Valores de rendimiento anual proyectados, costes de inversión y operación todavía no vistos en operación comercial 	<ul style="list-style-type: none"> • Fiabilidad tiene que mejorar • Todavía por conseguir los costes proyectados de producción en masa

Tabla 4.1.1: Comparación entre tipo de tecnologías

	Torre con espejos heliostatos PS10	Cilindro parabólicos ANDASOL	Torre con almacenamiento salino SOLAR TRES
Locación	Sanlúcar, España	Andalucía, España	Ecija, España
Potencia nominal	11,02 MW	49,9 MW	15 MW
Altura de torre	100,5 m	-	120 m
Tecnología de receptor	Vapor saturado	Campo solar, concentradores parabólicos	Torre, campo de espejos heliostatos
Geometría de receptor	cavidad 180°, 4 paneles de 5,4m x 12m	510120 m ²	2480 heliostatos, cubren 285200 m ²
Tecnología de almacenamiento	agua/vapor	Molten-salt	Molten-salt
Capacidad de almacenamiento	20 MWh, 50 min. @ tasa de 50%	7,5 horas de reserva	15 horas
área terreno	55 ha	200 ha	142,31 ha
producción anual de electricidad	23 GWh	179 GWh	96400 MWh
Costo electricidad estimado	€ 0,18/ kWh	€ 0,03/ kWh	€ 0,04/ kWh
Costo total (subencionable)	€ 16.650.000	€ 14.300.000	€ 15.345.000
contribución UE	€ 5.000.000	€ 5.000.000	€ 5.000.000

Tabla 4.1.2: Características de prototipos con distintas tecnologías
Fuente: "Concentrating Solar Power, From research to implementation"
Comunidad Europea, 2007

Tecnología	Cilindros parabólicos HTF	Torre con espejos heliostatos	Torre con almacenamiento salino	Discos Stirling
Temperatura de trabajo [°C]	393	250	565	800
Sistema de potencia referencial [MW]	50	5 x 11	3 x 17	2907 x 0,025
Factor de capacidad solar [%]	29	26	33	22
LEC para sistema unitario [€/kWh]	0,172	0,241	0,183	0,281
LEC para sistema referencial de 50MW [€/kWh]	0,172	0,169	0,155	0,193

Tabla 4.1.3: Comparación de distintas tecnologías considerando referencia de 50MW

En la Tabla 4.1.3 se señala una comparación entre tecnologías considerando un sistema referencial equivalente a 50 MW de potencia instalada.

El "LEC" (levelized electricity costs), es una variable que internaliza costos de inversión y operación, entre otros, en el tiempo y es muy utilizada en las evaluaciones económicas mundiales.

Cabe destacar que a pesar de que la tecnología de cilindros parabólicos no posee el menor LEC, de todas maneras es la más aconsejada para su utilización en Chile, debido a su maduración mundial.

4.2 Análisis técnico del almacenamiento térmico

En la figura siguiente se muestra como una central híbrida de 30 [MW] de potencia instalada podría, idealmente, generar energía las 24 horas del día, gracias al respaldo de una fuente de generación a base de combustible fósil y a una tecnología de almacenamiento térmico. Cabe señalar que en el proyecto estudiado en este trabajo no considerará el respaldo fósil, ya que se preferirá un central de energía renovable pura.

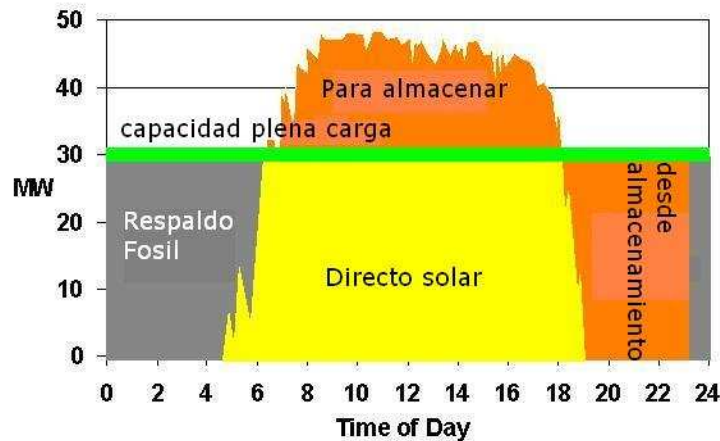


Figura 4.2.1: Esquema de curva de carga diaria, señalando el almacenamiento

Para almacenar 7.5 horas de reserva con sistema Molten salt es necesario construir los estanques salinos con una capacidad de 28500[ton] y las siguientes dimensiones:

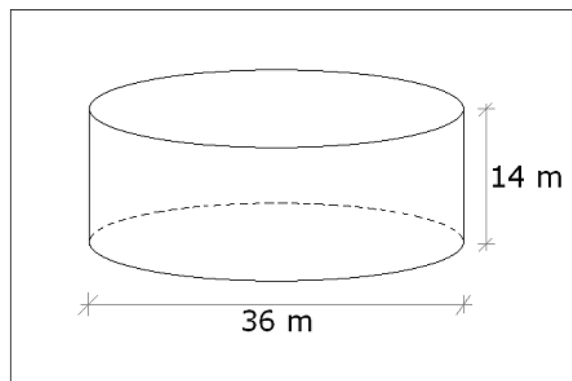


Figura 4.2.2: Dimensiones para un estanque Molten salt

En Andasol-1, con un factor de capacidad solar de 29% se obtiene una capacidad de almacenamiento = 1010 MWh térmicos.

Se estima en esta central que la planta puede funcionar a plena carga por 2000 horas al año, y al agregar el almacenamiento puede generar durante 3600 horas al año.

4.3 Dimensionamiento básico de una central solar

El punto de partida para dimensionar una central termo solar es la magnitud de la radiación solar en un área determinada, y la potencia que es deseada instalar.

Como no se tienen datos específicos de la radiación horaria para la zona del norte que se desea estudiar, se utilizarán promedios y valores típicos vistos en el Capítulo 3.

Considerando una radiación solar de 2800 [kWh/m²año] observado en la Tabla 3.2.2, ya que es un valor de radiación directa para Calama, e incluye el seguimiento solar, y una potencia a instalar de 50 [MW] se obtienen las siguientes relaciones:

$$E \text{ [kWh/año]} = S \text{ [m}^2\text{]} * 2800 \text{ [kWh/m}^2\text{año]} * fc$$

fc: factor de conversión energía solar-eléctrica = 0.15 (ligeramente menor al fc de Andasol-1)

$$P \text{ [kW]} = 50 = E \text{ [kWh]} / (fp * 8760h)$$

$$\Rightarrow S[m^2] = \frac{P[kW] \cdot 8760[h] \cdot fp}{Erad[kWh/m^2] \cdot fc} = \frac{50000 \cdot 8760 \cdot 0.25}{2800 \cdot 0.15} [m^2]$$

Considerando fp = 25%, se tiene una superficie de:

$$S = 260714 \text{ [m}^2\text{]}$$

Esta superficie considera netamente el área necesaria para la absorción de la radiación, pero para dimensionar el campo solar hay que considerar los espacios entre colectores.

Sea la relación: espacio entre colectores = 2 * ancho de colector

$$\Rightarrow \text{Superficie campo solar} = 3 * 260714 \text{ [m}^2\text{]} = 782142 \text{ [m}^2\text{]}$$

El campo solar estará compuesto aproximadamente por:

- ⇒ 670 colectores, de 100 [m] de longitud cada uno
- ⇒ Tubos absorbedores de 100 [km] de longitud total
- ⇒ Terreno ocupado igual a 110 [ha]



Figura 4.3.1: Campo solar de central Nevada Solar One

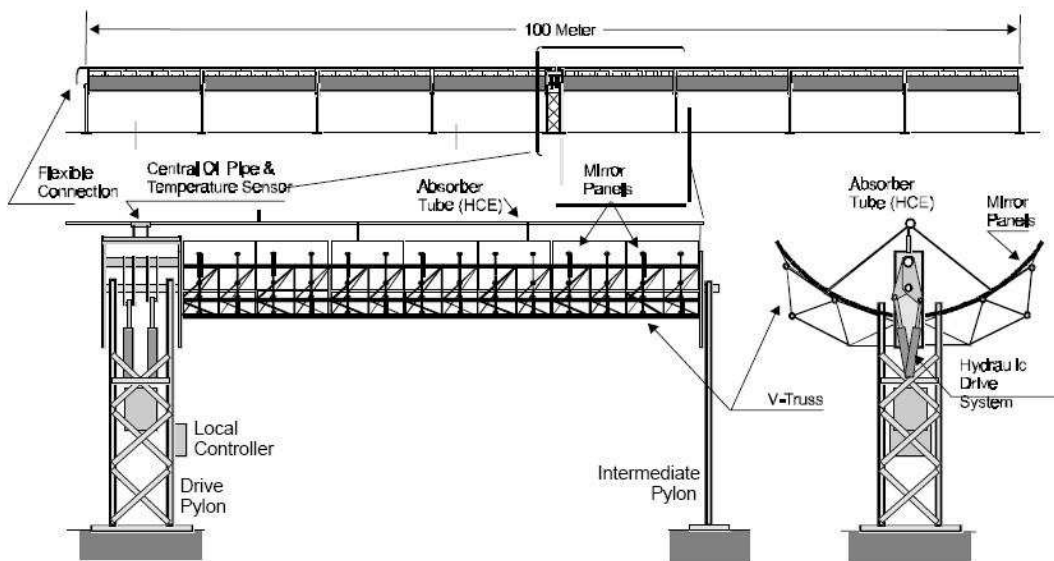


Figura 4.3.2: Colector de Luz System "Three Solar Collector Assembly"

4.4 Mantenimiento en el campo solar

La operación y mantenimiento de una planta solar de cilindros parabólicos es similar al de una planta generadora térmica convencional y la mayor diferencia se presenta en la limpieza del campo solar.

En la actualidad, este tipo de concentradores requiere un reducido mantenimiento preventivo, con la excepción del proceso de limpieza de espejos.

La experiencia ha mostrado que los espejos deben lavarse con mayor frecuencia durante el verano, planificando una limpieza semanal durante los meses más soleados, y durante el invierno basta con un plan de limpieza mensual.

4.4.1 Lavado de espejos y monitoreo de reflectividad

Desarrollar un programa para monitorear la capacidad reflectiva de los espejos y el lavado de espejos de una manera efectiva es un punto crítico a considerar. Dependiendo de la estación del año y de las características del suelo se requiere un procedimiento flexible.

Algunos métodos de limpieza son el lavado por chorreo (“deluge washing”), y el de aplicación de sprays a alta presión (“pulsating high-pressure sprays”). Estos métodos usan agua desmineralizada para mejorar la eficiencia.

El monitoreo periódico de las variables de reflectividad de los espejos puede proveer una variable importante para desarrollar una herramienta de optimización del labor de lavado. Como regla general, la reflectividad de los espejos puede recuperar sus niveles de fábrica con un buen lavado.

Un sistema probado de limpieza por medio de sprays eyectando agua desmineralizada a alta presión es el conocido como “Mr. Twister”. Este sistema tiene aerosoles que van girando mientras son movilizados por un tractor especialmente acondicionado.



Figura 4.4.1: Ejemplo de sistema de lavado de espejos Mr. Twister

El estanque del tractor puede contener 1500 galones de agua desmineralizada, que es bombeada por un motor diesel de 150 [hp]. El bombeo puede surtir de 45 galones por

minuto a una presión de 3500 [psi]. Aproximadamente se utilizan 0.72 litros de agua para limpiar un metro cuadrado.

El otro método señalado para limpieza de espejos es el de lavado por chorreo (“deluge washing”), este necesita un camión de gran capacidad volumétrica conducido por una sola persona y emplea inyectores fijos a cada lado del camión para empapar las filas de espejos.

Algo importante de señalar es que durante los meses de verano se recomienda diseñar un programa incorporando ambas estrategias de lavado, por ejemplo una vez por semana el lavado por chorreo, y cada 3 semanas un lavado por sprays presurizados.

4.4.2 Requerimientos de agua de la central

Las centrales solares térmicas que utilizan los ciclos Rankine para su funcionamiento, pueden operar con enfriamiento en seco para minimizar el uso de agua, sin embargo su performance se reduce bastante (aproximadamente una producción de electricidad de 6% menos en comparación con el enfriamiento a través de agua). Y es por esto que se hace imprescindible disponer de agua para enfriar el ciclo térmico.

Por consiguiente, es útil observar los datos obtenidos de la experiencia de las centrales SEGS (Solar Electric Generating System) de California, debido a que presentan campos solares de gran tamaño y reflejan madurez en sus años de operación activa.

	unidades	Año base 1997	2000	2005	2010	2020
Tamaño planta	MW	30	80	161	320	320
Tierra	ha/MW	2,2	2,2	3,1	3,7	3,6
	ha	66	176	500	1190	1150
Agua	m ³ /MW anual	18500	14900	17500	21900	21900

Tabla 4.4.2.1: Proyecciones para requerimientos de recursos, centrales SEGS

Las centrales CSP de California utilizan aproximadamente 3.4 [m³] de agua por cada MWh generado, para propósitos de enfriamiento. Considerando una generación de 109500 MWh anuales, se puede calcular que el agua necesaria para enfriamiento es de **372300 [m³]**.

Luego, es interesante estimar cuanta agua es necesaria para limpiar el campo de espejos utilizando las magnitudes expuestas en el punto 4.4.1.

Si con 1 litro de agua se limpia 1 m² de superficie, y se dimensionó la central con una superficie de campo solar de $S = 260714$ [m²] (ver capítulo 4.3), se obtiene un volumen de agua necesario de 260714 litros.

Y sea el plan de limpieza de espejos el siguiente:

	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct
# Limpiezas espejos	4	4	4	4	4	2	2	2	2	2	2	2

Tabla 4.4.2.2: Plan de mantenimiento de espejos

Se obtiene el agua necesaria anual para la limpieza de espejos, que es igual a 8864276 litros. Y esto es equivalente a **8864.3 [m³]** de agua, que es el 2.3 % del agua utilizada en toda la planta durante un año de operación.

CAPÍTULO 5: Análisis económico

5.1 Estimación de costos

Es necesario determinar una inversión estimada del proyecto y los costos de explotación, operacionales y de mantenimiento.

Luego es analizar la literatura europea del estado de arte de sistemas parabólicos se considerará el siguiente costo específico:

Costo específico de instalación = 3530 €/kWe

Y se considera un factor de cambio al dólar de 1.3 (1 € = 1.3 \$US)

Inversión = 3530 €/kWe * 50000 kW * 1.3 = 229.450.000 US\$

En el análisis de rentabilidad aproximaremos este valor a **230 Millones US\$**.

Observación: La inversión del proyecto Solar One de Nevada de 64MW de capacidad fue de 250 Millones US\$, y la inversión del proyecto Andasol-1de 50MW con almacenamiento fue de 260 Millones €.

Para los costos O&M se considera un costo específico = 0.023 US\$/kWh, y esto estima un costo de operación anual de **2518 miles US\$**

Observación: El costo medio para las centrales de este tipo igual a 323 US\$/MWh también representa de manera similar un costo anual

Costos Operacionales	[US\$/año]
Costo variable operación	240000
Mantenimiento planta	1278000
Abastecimiento de agua	1000000
Total costo O&M	2518000

Tabla 5.1.1: Costos operacionales estimados

En estos costos también esta incluido el personal, y una estimación sería:

- Numero de personal en la planta: 25
- Numero de personal de mantenimiento del campo solar: 10

En la evaluación de rentabilidad se considerará un costo por pago de peajes de transmisión equivalente a **100.000 US\$** al año, que es aproximadamente equivalente al 10% del ingreso por energía generada. Cabe señalar que este valor aún no esta demostrado en una simulación real.

A continuación se muestra un cuadro señalando las reducciones que se esperan en los costos proyectados para las centrales termo solares de cilindros parabólicos.

	Corto plazo	Corto plazo	Corto plazo	Medio-plazo (~5 años)	Largo-plazo (~10 años)	Largo-plazo (~10 años)
Ciclo eléctrico	Rankine	Rankine	ISCC	Rankine	Rankine	Rankine
Campo solar (.000m ²)	193	1210	183	1151	1046	1939
Almacenamiento (h)	0	0	0	0	0	9_12
Capacidad solar (MW)	30	200	30	200	200	200
Capacidad total (MW)	30	200	130	200	200	200
Factor capacidad solar	25%	25%	25%	25%	25%	50%
Eficiencia solar anual	12,50%	13,30%	13,70%	14,00%	16,20%	16,60%
Costes capital (\$/kW)						
Central EEUU	3500	2400	3100	2100	1800	2500
Internacional	3000	2000	2600	1750	1600	2100
Coste O&M (\$/kWh)	0,023	0,011	0,011	0,009	0,007	0,005
LEC solar (\$/kWh)	0,166	0,101	0,148	0,08	0,06	0,061

Tabla 5.1.2: Reducciones de costos en centrales CSP
Fuente: "European Solar Thermal Industry Association"

Se observa en la tabla como se proyectan los costos operacionales y para la inversión, y es claro que incluso a corto plazo se reducirán significativamente.

Respecto del costo del almacenamiento, se estima un costo total de **17 Millones US\$**. Este costo refleja la inversión en la tecnología de almacenamiento, y no su mantenimiento anual.

5.1.1 Costos por requerimiento de agua

Región	Valor agua (\$/mt ³)	Producción (miles de ton. de Cu fino)	Mt ³ totales	Valor del agua (\$) del 2000)	Valor del agua (US\$ del 2000)*
II	140,2	2.348	93.920.000	13.167.584.000	24.407.466
III	233,75	429	17.160.000	4.011.150.000	7.435.078
IV	474,99	430	17.200.000	8.169.828.000	15.143.613
V	307,95	349	13.960.000	4.298.982.000	7.968.604
TOTAL				29.647.544.000	54.954.761

Tabla 5.1.1: Valoración económica del recurso agua en regiones de Chile,
Fuente: Citado por Borregaars (2001), Cochilco

Tomando los valores para la segunda región se tiene que el valor de 1 [m³] de agua es de 140 pesos.

Sea el requerimiento de agua anual para la central de 381164 [m³], implica un costo anual asociado de 53.3 millones de pesos, equivalentes a **100000** dólares anuales aproximadamente.

5.2 Evaluación de eventuales beneficios producto de la generación solar

5.2.1 Mecanismo de desarrollo limpio (MDL) y El protocolo de Tokio

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), se estableció en el año 1992 y ha sido firmada por 189 países decididos a hacer frente al problema del cambio climático, mediante el control de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que se liberan a la atmósfera.

La CMNUCC divide a los países en dos grupos: Las Partes Anexo I, que son los países industrializados, y las Partes No Anexo I, que son principalmente los países en desarrollo y en los cuales se incluye Chile.

El protocolo de Kyoto (PK) es un instrumento legal adoptado por la CMNUCC por el cual se establecen metas para la reducción de emisiones de GEI que son obligatorias para los países Anexo I. Estas metas se han establecido para un primer período que va desde el año 2008 al 2012.

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

Es un mecanismo del Protocolo de Kyoto basado en proyectos, éste permite a los países desarrollados acreditar reducciones de emisiones a través de proyectos realizados en países en desarrollo, como si fueran generadas en su mismo territorio.

La CMNUCC ha diferenciado los proyectos MDL en tres grupos:

- a) Proyectos regulares o de gran escala
- b) Proyectos de pequeña escala
- c) Proyectos de forestación y reforestación

Esto implica que el proyecto de una central generadora a base de energía renovable (termo solar) será considerado dentro del grupo (a).

Todo proyecto de reducción de emisiones de GEI, que forme parte del MDL debe cumplir con las siguientes condiciones:

- Reducir alguno de los siguientes GEI:
 - o dióxido de Carbono (CO₂)
 - o Metano (CH₄)
 - o Oxido Nitroso (N₂O)
 - o Hidrofluorocarbonos (HFC)
 - o Perfluorocarbonos (PFC)
 - o Hexafluoruro de Azufre (SF₆)
- Participación voluntaria
- Reducir emisiones consideradas adicionales a las que se producirían en ausencia de la actividad del proyecto

- Demostrar tener beneficios reales, mensurables y de largo plazo en relación con la mitigación de los GEI.
- Contribuir al desarrollo sostenible del país
- Ser desarrollado en un país que haya ratificado el Protocolo de Kyoto y que posea una Autoridad Nacional Designada (DNA) para el MDL.

El mercado del carbono comprende dos tipos de transacciones:

- Las transacciones basadas en proyectos.
Se transan reducciones cuantificables de un proyecto. Dentro de este tipo de transacciones funciona la Implementación Conjunta (IC) y el MDL. Cuando no han sido expedidas las certificaciones de las reducciones futuras con diferentes riesgos que incluyen la no reducción de las emisiones esperadas, la no realización del proyecto, etc. Cuando las certificaciones ya han sido expedidas, se transan reducciones que ya han sido realizadas y por tanto son bienes transables reales y de menor riesgo.
- El comercio de derechos de emisión.

Se transan derechos de emisión creados y asignados, los cuales determinan un límite de emisiones para una determinada empresa o entidad. El emitir menos de lo permitido, deja un margen de permisos de emisión que pueden ser vendidos a entidades que no consiguieron emitir menos del límite establecido. Estos permisos o derechos pueden ser por ejemplo, los determinados por el Sistema Europeo de Comercio de Emisiones (EU ETS), creado para cumplir las obligaciones de reducción de emisiones europeas ante el PK.

Los CER son las Reducciones Certificadas de Emisiones y son también conocidos como “Bonos de Carbono”. Los CER se generan durante la fase de ejecución de un proyecto y constituyen derechos o créditos transables dentro del Mercado del Carbono.

1 CER = 1 tonelada de dióxido de carbono (equivalente).

Los GEI son contabilizados en toneladas de CO₂ equivalente, tomando como referencia su potencial de calentamiento global.

El contrato de compraventa de CER más conocido actualmente es el ERPA (Emisión Reductions Purchase Agreement).

Los brokers son las entidades que pueden facilitar las transacciones, actuando como intermediarios entre el vendedor de CER y los compradores.

Los Fondos de Carbono son las entidades encargadas de comprar reducciones de emisiones para los países y empresas privadas que aportan al fondo. Estos pueden ser: fondos de adquisición de CER administrados por gobiernos, fondos multilaterales o fondos privados.

El desarrollador del proyecto MDL tendrá que pasar por varias etapas del denominado “Ciclo del Proyecto MDL”, a fin de hacer registrar el proyecto ante la Junta Ejecutiva del MDL, lo que constituye una condición previa para la obtención de los CER.



Figura 5.2.1: Esquema del ciclo de un proyecto MDL

Costos asociados al proceso de obtención de CER:

Etapas del Ciclo del Proyecto	Costos asociados	
Diseño del Proyecto MDL	US\$ 20000 a US\$ 30000	
Aprobación nacional	En Chile no existe	
Validación	US\$ 15000 a US\$ 50000	
Registro	Promedio de toneladas de CO ₂ equivalente reducidas por año	US\$
	< 15000	5000
	Entre 15000 y 50000	10000
	Entre 50000 y 100000	15000
	Entre 100000 y 200000	20000
	> 200000	30000
Verificación y certificación	Monitoreo: 0.05 – 5 % del valor del proyecto Verificación: US\$ 3000 – US\$ 20000 por visita de verificación	
Certificación y emisión de CER	~2 % de CER generado anualmente	

5.2.2 Cálculo de reducción de emisiones

Los recursos que recibe un proyecto que ha calificado a MDL dependen de la cantidad de certificados CER que es capaz de emitir. Actualmente para realizar el cálculo de los certificados se compara la energía generada por la central con la que se desplaza en generación por una central a carbón, y de esta comparación se calcula la cantidad de CO₂ desplazado por estos generadores.

El precio de un certificado CER antes de la certificación del proyecto tiene un valor aproximado de 8 US\$/tonCO₂, y el precio de un CER emitido (ya aprobado) tiene un valor de 23 US\$/tonCO₂.

Para obtener los CER es de vital importancia demostrar la adicionalidad del proyecto, es decir, que sin los recursos obtenidos a partir del MDL no hubiese sido posible llevarlo a cabo.

La cantidad de CO₂ que desplaza un generador de energía renovable equivale a unas **0.9** toneladas de CO₂ por MWh.

=> Reducción anual de carbono = 0.9 [ton/MWh] * 109500 [MWh] = 98.550 [ton]

También es conocido que una central de cilindros parabólicos evita 2000 toneladas anuales de CO₂ por cada MWe instalado

=> Reducción anual de carbono = 50 [MW] * 2000 [ton/MW] = **100.000 [ton]**

Ambas estimaciones coinciden, por lo tanto se considerará que la central proyectada evitará 100.000 toneladas de CO₂

Y considerando un precio fijo a los bonos de carbono = 10 [US\$/ton], se tiene que la central obtendrá un ingreso por bonos de carbono = **1.000.000 [US\$]** anuales.

5.2.3 Descripción e influencia del nuevo proyecto de ley de fomento a las ERNC

En la actualidad se está sometiendo a consideración del Congreso Nacional, un proyecto de ley que modifica el Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982 del Ministerio de Minería, que contiene la Ley General de Servicios Eléctricos, específicamente en lo que se refiere a la generación de energía eléctrica con energías renovables no convencionales.

Mediante la presente iniciativa legal, se pretende crear condiciones que permitan atraer inversiones en proyectos de energías renovables no convencionales, acelerando el

desarrollo del mercado; eliminar las barreras asociadas a la innovación que enfrentan, y generar confianza en el mercado eléctrico respecto de este tipo de tecnología.

El proyecto de ley se enmarca en la normativa que regula el sector de generación eléctrica en Chile, mediante una modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos. Y respecto del contenido del proyecto se destacaran algunos puntos relevantes para este trabajo.

a) Empresas obligadas a acreditar un 5% de energías renovables no convencionales.

Las empresas eléctricas obligadas en virtud de esta disposición, deberán acreditar anualmente que la cantidad de energía equivalente al 5% del total de las energías que comercializan, haya sido inyectada a los sistemas eléctricos por medios de generación renovables no convencionales, sean estos propios o contratados.

Las empresas deberán acreditar el cumplimiento de ese 5% a través de un sistema de certificados. Los generadores van a tener que entregar a través de los centros de despacho certificados para acreditar que sus clientes cumplen con esta obligación.

b) Año de inicio de nueva obligación.

El año 2010 se ha fijado como el de inicio de la obligación, con la finalidad de dar plazo a las empresas para seleccionar de manera eficiente la forma o los medios de generación con los que cumplirán el requerimiento.

c) Mecanismo de flexibilización y sanción por incumplimiento.

Por su parte, y a efectos de garantizar la eficacia de la disposición comentada, se establece una multa a beneficio fiscal, que recae sobre aquellas empresas que no dan cumplimiento a la obligación, multa que es proporcional al monto de la energía renovable no convencional que no fue acreditada.

Sin embargo, a efectos de facilitar y flexibilizar el cumplimiento de la obligación, incentivando el desarrollo de los proyectos referidos, se permite postergar hasta por un año la acreditación de hasta un 50% de la obligación.

La nueva ley de fomento a las energías renovables no convencionales aprobada en Chile exige que a partir del año 2010 las empresas generadoras de nuestro país con capacidad instalada superior a 200 MW deberán acreditar que una cantidad de energía equivalente al 10% de sus retiros en cada año haya sido inyectada por medios de generación renovable no convencional, pudiendo ser estos medios propios o contratados.

Esta obligación será aplicada de manera gradual siendo de un 5% para los años 2010 a 2014, y aumentándose anualmente un 0,5% a partir del año 2015 para alcanzar así el 10% previsto en el año 2024. Es importante recalcar que este aumento progresivo no aplica respecto de los retiros de energía asociados al suministro de empresas de distribución eléctrica para satisfacer consumos de clientes regulados, a quienes se les exigirá cumplir con el 10% a partir del 2010.

La ley permite que una empresa eléctrica traspase sus excedentes a otra empresa eléctrica, pudiendo realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos.

El cargo asociado al no cumplimiento de la obligación dictada por ley será el de **0,4 UTM** por cada MW/hora de déficit respecto de su obligación. En caso de que dentro de los tres años siguientes a un incumplimiento la empresa volviese a no cumplir lo exigido el cargo aumentará a **0,6 UTM** por cada MW/hora de déficit. Si este valor lo comparamos con los precios de nudo de energía actualmente vigentes, alrededor de 80 US\$ por MWh, tenemos que el valor de este recargo asciende a casi un 40% por sobre el precio de venta de energía a empresas distribuidoras.

Para cumplir con lo señalado anteriormente las empresas pueden ocupar cualquiera de los medios de generación renovable no convencional incluidos en la ley, como también con:

- las inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima (PM) sea igual o inferior a 40 MW, las que se corregirán por un factor proporcional igual a
 - $FP = 1 - ((PM - 20 \text{ MW}) / 20 \text{ MW})$
- instalaciones de cogeneración eficiente en donde se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20 MW.
- medios de generación renovables no convencionales, que encontrándose interconectados a los sistemas eléctricos con anterioridad al 1 de enero del 2007 amplíen su capacidad instalada de generación con posterioridad a dicha fecha y conserven su condición de medio de generación renovable no convencional una vez ejecutada la ampliación. Las inyecciones provenientes se corregirán por un factor proporcional igual a $FP = PA / PM$, donde
 - PA = potencia adicionada con posterioridad al 1 de enero del 2007
 - PM = potencia máxima del medio de generación luego de la ampliación.

Finalmente es importante destacar que las empresas eléctricas deberán acreditar que, a lo menos el cincuenta por ciento del aumento progresivo de 0,5% anual de la obligación ha sido cumplido con inyecciones de energía de medios propios o contratados, elegidas mediante un proceso competitivo, transparente y que no implique una discriminación arbitraria.

La obligación de esta ley estará vigente a partir del 1 de enero de 2010, se extenderá por 25 años y será aplicable a los contratos de energía firmados a partir del 31 de agosto de 2007.

5.2.4 Incentivos a la generación de ERNC en Europa

En la actualidad existen principalmente dos tipos de incentivos utilizados en otros países; por un lado existe la modalidad implementada en Alemania y España, que es un sistema de

mínimo precio (Feed-in) y por otro lado está el modelo implementado en Inglaterra y Australia, llamado de certificados verdes (Quota system).

El modelo “Feed-in Tariff” incentiva la instalación de nuevos generadores conectando, por obligación, a toda empresa generadora de ERCN que lo requiera a la red de distribución y se obliga a los distribuidores a comprarle todo su excedente de energía. Además la autoridad fija un precio a cada tipo de tecnología para la energía de estos generadores. El precio fijado permite al generador financiarse y obtener un margen económico preestablecido, con un riesgo considerablemente acotado. Dado que los costos de este tipo de generación son mayores, estos se distribuyen entre todos los consumidores finales, de manera de no perjudicar a los consumidores presentes en áreas geográficas “privilegiadas” para la instalación de centrales generadoras de ERNC.

El sistema de cuotas, obliga a los comercializadores a que un cierto porcentaje de su energía provenga de energías renovables no convencionales. Además de esto se utilizan los certificados de energía renovables “CER”. Cada certificado, tiene derecho a vender los CER equivalentes a 1 MWh generado, a los comercializadores.

Como se puede sospechar, los costos de los certificados son traspasados a los consumidores finales. Este sistema produce gran incertidumbre en los precios pagados a los generadores, debido principalmente a la fluctuación aleatoria del precio de los CER, haciendo difícil encontrar financiamiento para los proyectos.

Caso España

El Real Decreto 661/2007 define que las tecnologías de generación incluidas y normada por él tendrán un tratamiento especial. Las energías pertenecientes a este régimen especial son todas aquellas “energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario”.

Los generadores de energías renovables que se acogen a este Decreto, tienen la posibilidad de escoger entre dos formas de remuneración, pero deben permanecer a lo menos un año en el sistema de remuneración escogido.

Las alternativas que da el decreto son:

- Vender la energía a la empresa distribuidora a un precio por esta energía fijo y establecido por la autoridad.
- Vender la energía en el mercado, a través del sistema de ofertas que gestiona el operador del mercado, en el sistema de contratación bilateral, a un plazo ó una combinación de todos estos medios. El precio que se le compra la energía en este caso será el precio de mercado más unos bonos adicionales.

Para el cálculo de la tarifa regulada, la autoridad se basa en los costos de instalación y manutención del generador. La tarifa regulada corresponde a un porcentaje de la tarifa media regulada para los consumidores.

5.3 Modelo de negocios para el proyecto

5.3.1 Ingreso por venta de energía

El precio de la energía en el mercado Spot esta determinado por el costo marginal. En la actualidad la opción más utilizada por las empresas de ERNC es aprovechar los altos precios actuales del mercado Spot, para luego asegurar sus ingresos por medio de contratos.

Potencia instalada: $PI = 50$ [MW]

Factor de planta: $fp = 25\%$

Horas anuales: 8760 [h]

Precio de la Energía: $PrecE$ [US\$/MWh]

$$PagoEnergia = PI \cdot fp \cdot PrecE \cdot 8760 = 50000 \cdot 0.25 \cdot PrecE \cdot 8760$$

$$PagoEnergia = 109500[MWh] \cdot PrecE[US\$/MWh]$$

El precio de la energía se considerara variable en el análisis de rentabilidad. Actualmente, se tiene que el precio para el SING oscila en torno a 110[US\$/MWh].

$$\Rightarrow PagoEnergia = 109500 * 110 = \mathbf{12045000} \text{ [US\$/año]}$$

5.3.2 Ingreso por venta de potencia

En este caso se paga el aporte en Potencia que se haga al sistema permitiendo satisfacer la demanda de punta y promover la suficiencia del sistema.

La potencia firme reconocida a una unidad generadora se determina según la potencia que esta unidad puede aportar con elevada probabilidad en las horas de máxima exigencia del sistema, esto bajo condiciones normales de operación.

Para evaluaciones económicas se considera que la potencia firme para el parque solar tiene los factores de comportamiento del recurso y de indisponibilidades que se presentan a continuación.

Disponibilidades asociadas a la tecnología = 95%

Disponibilidades asociadas a las variaciones solares = 70%

$$PotenciaFirme = PI[kW] * fp * 95\% * 70\% = \mathbf{8312.5} \text{ [kW]}$$

$$\Rightarrow PagoPotencia = PotenciaFirme[kW / mes] \cdot PrecioPotenciaPunta[US\$/kW / mes]$$

Y considerando un precio por potencia de punta igual a **9 [US\$/kW]** al mes, se tiene:

$$\text{PagoPotencia} = 8312.5 * 9 = \mathbf{74812.5 \text{ [US\$/mes]}}$$

Para tener el ingreso total anual por venta de potencia se amplifica por 12, que es el número de meses en un año.

$$\text{Ingreso por Potencia} = \mathbf{897750 \text{ [US\$] anuales}}$$

5.3.3 Ingreso por venta de bonos de carbono

En el punto 5.2.2 se estima cual es la reducción de emisiones estimada y se tiene:

$$\text{Reducción anual de carbono} = 100000 \text{ [ton]}$$

$$\Rightarrow \text{Ingreso por venta de bonos de carbono} = \text{precio de bonos} * 100000 \text{ [ton]}$$

El precio de los bonos es de 10 [US\$/ton] actualmente, y se proyecta que alcanzara los 15 [US\$/ton] en unos 6 años mas.

$$\Rightarrow \text{Ingreso por bonos de carbono} = \mathbf{1.000.000 \text{ [US\$] anuales}}$$

5.3.4 Ingreso influenciado por futura ley de fomento a las ERNC

La aplicación de la ley de fomento a las ERNC en nuestro país traerá consigo la obligación de que el 10% de la energía que se genere provenga de generación renovable no convencional. La ley de fomento tendrá como consecuencia mayores costos de generación en el país que serán asumidos por los consumidores finales.

El esquema de incentivos que se implementará en Chile es bastante similar al australiano, el que ha recibido muchas críticas, principalmente acerca de los costos totales que se pagan por la electricidad.

Por lo tanto, supondremos que por la rentabilidad negativa de la mayoría de las tecnologías ERNC y por los indicios en los planes de obras publicados por la CNE, el precio del sistema tendrá que absorber las multas señaladas anteriormente de 0.4 y 0.6 UTM por MWh no abastecido. Y como el proyecto solar de este trabajo es una forma de ERNC se eximirá de pagar estas multas, convirtiendo el alza de precio en el sistema en un ingreso cuantificable en su evaluación económica.

$$0.4 \text{ UTM/MWh} \Rightarrow \text{Ingreso anual Influencia LeyERNC} = \mathbf{3285000 \text{ [US\$] anuales}}$$

$$0.6 \text{ UTM/MWh} \Rightarrow \text{Ingreso anual Influencia LeyERNC} = \mathbf{4927500 \text{ [US\$] anuales}}$$

5.4 Análisis de rentabilidad

5.4.1 Caso base

El modelo presentado como caso base es una central termo solar con concentradores cilindro parabólicos de 50 [MW] de Potencia instalada, en la que se aproximan y extrapolan las mejores estimaciones obtenidas del estado de arte junto con los cálculos realizados en el dimensionamiento de la central.

Una observación importante es que la aplicación de almacenamiento térmico en la central se ve reflejada, para la evaluación económica, en el costo de inversión total, ya que este costo de inversión incluye el costo por almacenamiento energético, y la producción de energía anual dependerá de las horas extras extraíbles desde el almacenamiento.

Potencia instalada	50	MW	Costos		
Producción anual de Energía	109500	MWh	Costo inversión	230	Millones US\$
factor de planta	0,25	%	Costo de producción	15	centavos/kWh
vida útil	30	años	Costo explotación	3	centavos/kWh
			O&M	2518000	US\$/año
Precio energía	110	US\$/MWh	Peajes	100000	US\$/año
Precio potencia	9	US\$/kW/mes			
indisponibilidades tecnología	0,95	%	Ingresos		
indisponibilidades variación solar	0,7	%	energía	12045000	US\$/año
			potencia	897750	US\$/año
Potencia firme	8312,5	kW/mes	bonos carbono	1000000	US\$/año
Pago por potencia	74812,5	US\$/kW/mes			
Pago por Energía	12045000	US\$/año	impuesto	0,17	%
			tasa descuento	0,1	%
Precio bonos carbono	10	US\$/ton			
reducción anual carbono	100000	ton	Inversión por MW	4,6	[Millones \$US/MW]
ingreso bonos carbono	1000000	US\$ anuales			

Tabla 5.4.1: Caso base a evaluar

A continuación se presenta la un extracto de la planilla de evaluación económica de la central modelo, en la que se consideró un precio de la energía igual a 110 [mills/kWh].

Precio energía [mills/kWh]	110							
Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7
Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Generación anual [GWh]	0	0	0	110	110	110	110	110
VentasEnergía [miles de \$US]	0	0	0	12045	12045	12045	12045	12045
VentasPotencia [miles de \$US]	0	0	0	898	898	898	898	898

Bonos Carbono [miles de \$US]	0	0	0	1000	1000	1000	1000	1000
Influencia LeyERNC [miles de \$US]	0	0	0	3285	3285	3285	3285	4928
Costo por peajes [MUS\$]	0	0	0	-100	-100	-100	-100	-100
Costo O&M [MUS\$]	-252	-252	-630	-2518	-2518	-2518	-2518	-2518
Costos (Depreciación)	0	-3833	-7667	-7667	-7667	-7667	-7667	-7667
Resultado Operacional AI	0	-4085	-8296	6943	6943	6943	6943	8586
Impuesto	0	694	1410	-1180	-1180	-1180	-1180	-1460
Resultado Operacional	0	-3391	-6886	5763	5763	5763	5763	7126
Depreciación	0	3833	7667	7667	7667	7667	7667	7667
Inversión [miles de \$US]	-69000	-92000	-69000	0	0	0	0	0
Flujo de caja real	-69000	-91557	-68219	13429	13429	13429	13429	14793
Flujos descontados	-69000	-83234	-56379	10090	9172	8339	7581	7591
sumas parciales	-\$ 69.000	-\$ 152.234	-\$ 208.613	-\$ 198.524	-\$ 189.351	-\$ 181.013	-\$ 173.432	-\$ 165.841
mayor que 0?	99	99	99	99	99	99	99	99

VAN (miles de \$US): **-\$97.638**

Plazo recuperación capital: **99** años

Tabla 5.4.2: Extracto de planilla de evaluación económica

En este primer análisis de rentabilidad puede considerarse se utilizaron los parámetros estimados para la actualidad. Notando que el precio de la energía es el que actualmente existe en el SING.

Resultados:

VAN [millones US\$]	-97,638
TIR [%]	5,28

En el siguiente sub-capítulo se pretende incorporar las reducciones de costos que estiman mundialmente, y las proyecciones de precios, de manera que pueda obtenerse un VAN menos negativo y poder estimar en que año podría considerarse viable la construcción de una central solar.

5.4.2 Estimaciones optimistas

La evaluación de carácter se refiere a incluir las tendencias de precios esperadas en el corto plazo, de esta manera se proyectan costos O&M decrecientes a lo largo del tiempo, y a su vez también es posible proyectar un costo de inversión menor al momento de construir la central.

En la Tabla 5.1.2. se aprecia como el costo O&M de la central pasará desde 0.023 [US\$/kWh] a 0.009 [US\$/kWh] en aproximadamente 5 años.

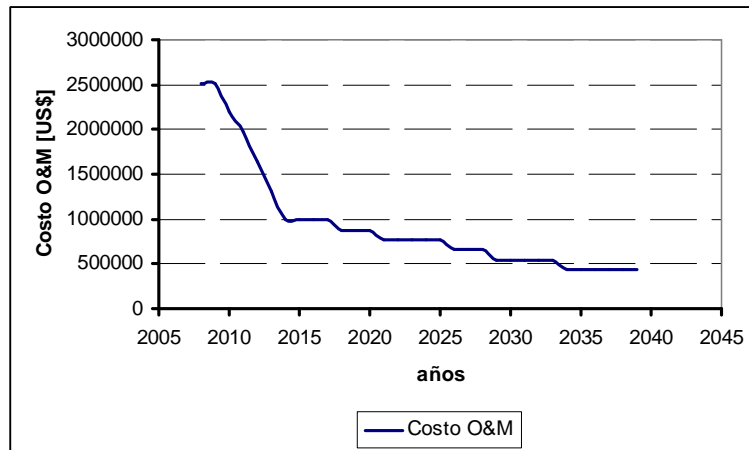


Figura 5.4.2: Disminución en el costo O&M estimado

Además, para realizar la evaluación “optimista” se considerará una inversión inicial de 200 millones de dólares para el proyecto, a diferencia de los 230 millones estimados con anterioridad.

Y se considerará un precio de la energía dinámico de 110 US\$/MWh + 3% de crecimiento anual.

Resultados:

VAN [millones US\$]	-31,5
TIR [%]	8,27

5.4.3 Comparación con tecnología eólica

Los ingresos que recibe una central de ERNC están dados por:

$$I = E_T \cdot Pe_{LP} + P_{FIRME} \cdot P_{POT} + BonoCarbono + LeyERNC$$

E_T : Energía producida por la central ERNC

Pe_{LP} : Precio de la energía en el largo plazo

P_{FIRME} : Factor que pondera la energía para el cálculo de la potencia firme

P_{POT} : Precio de la potencia en el largo plazo

Bono carbono: Precio de los bonos de carbono en el largo plazo

ERNC: Incentivo por ley a las ERNC

Para la evaluación económica se utilizaron los siguientes precios:

		US\$/MWh
Pe_{LP}	Carbón	65
P_{POT}	8 US\$/kW-mes	10.96
Bono carbono	15 US\$/Ton	8
Ley ERNC	0.4 UTM/MWh	29.80
	0.6 UTM/MWh	44.69

Para el cálculo del factor de potencia firme se prefirió realizar una estimación simplificada que correspondió a ponderar por **0.7** el factor de planta de cada tecnología

Para la energía solar se tiene:

$$P_{\text{FIRME}} = 0.7 \text{ FP} = \mathbf{0.175}$$

$$\Rightarrow \text{Pago por potencia firme} = \mathbf{1.9 \text{ US\$/MWh}}$$

En la última columna se incluye el efecto que tiene la ley de fomento a las ERNC sobre los precios. El precio total de energía (con ley ERNC) corresponde al máximo que se pagará por la generación mediante ERNC, por sobre este precio será más atractivo pagar la multa establecida por la ley que cumplir la obligación de generación con ERNC que se establece.

Tecnología	Costo Medio US\$/MWh	Precio Total Energía LP (sin Ley) US\$/MWh	Precio Total Energía LP (con ley ERNC) US\$/MWh	
			0.4 UTM	0.6 UTM
Eólica	100.33	75.3	105.1	120
Solar	323.81	74.9	104.7	119.6

Tabla 5.4.3: Comparación económica con tecnología eólica

La energía solar sigue siendo demasiado cara e incluso no puede ser competitiva con la multa mayor de 0.6 UTM.

La energía eólica pasa de ser no rentable antes de la entrada de la ley a ser rentable con la aplicación de esta (proyectos eólicos eficientes, factor de planta superior al 28%).

5.4.4 Influencia del Almacenamiento en la rentabilidad

Considerando un almacenamiento térmico a base de tanques salinos (Molten salt), de 3 horas de almacenamiento diario y un costo de inversión por almacenamiento aproximadamente de 20 millones US\$, se obtienen los siguientes resultados económicos.

	con almacenamiento (3h)	sin almacenamiento
fp [%]	28,5	24
VAN [millones US\$]	-82,058	-76,276

Tabla 5.4.4: VAN resultante, con y sin almacenamiento

Se determina que este tipo de almacenamiento, que aunque es el más eficiente para centrales de magnitudes como ésta, aún tiene un costo muy elevado para implementarse en Chile, y no ayuda en la rentabilidad del proyecto.

5.6 Análisis de sensibilidad

El VAN del proyecto es muy sensible al precio de la energía. Se evaluó con las siguientes proyecciones de precios:

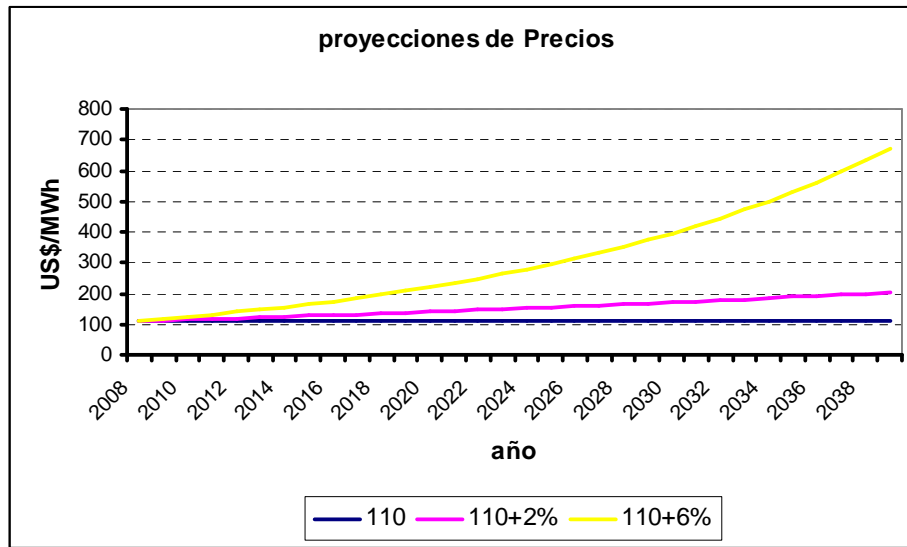


Figura 5.6.1: Proyecciones virtuales de precios de la energía

Precio Energía	VAN [milesUS\$]
110 fijo	-97638
110+2%	-77722
110+6%	-13071

Tabla 5.6.1: Sensibilidad VAN v/s Precio Energía

Luego se analizó que tan sensible es el VAN del proyecto respecto de diversos valores para la inversión inicial y el costo de operación y mantenimiento O&M.

Inversión [Millones US\$]	VAN [Millones US\$]
230	-97,638
200	-71,825
170	-46,012
140	-20,199
110	+5,614

Costo O&M [miles US\$/año]	VAN [miles US\$]
2518	-97638
2018	-94301
1518	-90964
1018	-87627
518	-84290

Tabla 5.6.2: Sensibilidad VAN v/s Inversión y Costo O&M

La cantidad de Inversión inicial influye fuertemente en el VAN final del proyecto, y en la tabla anterior se aprecia que cuando la Inversión es de 110 millones de dólares (valor que es aproximadamente la mitad del valor real hoy en día) el VAN alcanza un valor positivo, es decir, si el valor de la central disminuye en el futuro hasta 110 millones, el proyecto se

transformaría en rentable (no olvidando que para este análisis las demás variables se dejaron fijas).

En el siguiente gráfico se aprecia la dominancia que tiene el valor de la Inversión inicial, en comparación con la poca influencia que muestra el costo de operación sobre el VAN del proyecto.

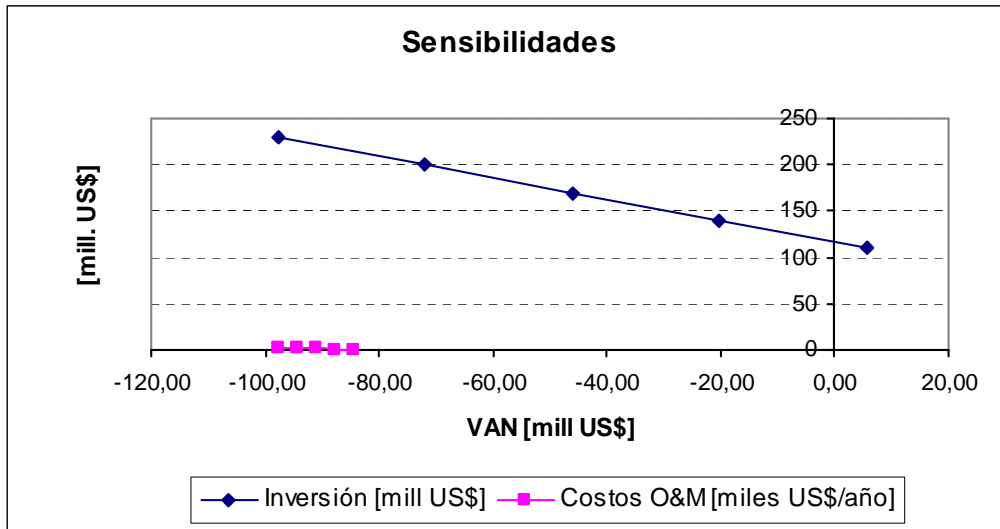


Figura 5.6.2: Gráfico de sensibilidad VAN v/s Inversión y Costo O&M

A continuación, se presenta la sensibilidad del VAN respecto del precio de los bonos de carbono, considerando los tres escenarios de precios para la energía.

Precio Bonos Carbono	VAN [milesUS\$]		
	(PE=110 fijo)	(PE=110+2%)	(PE=110+6%)
10 [US\$/ton]	-97638	-77722	-13071
15 [US\$/ton]	-94424	-74508	-9857
20 [US\$/ton]	-91211	-71295	-6644

fp	VAN [milesUS\$]
0,25	-97638
0,3	-75381
0,35	-53125

Tabla 5.6.3: Sensibilidad VAN v/s Precio Bonos de carbono y Factor de planta

En resumen se aprecia que el VAN del proyecto presenta mayor sensibilidad al precio de la energía, a la inversión inicial y al factor de planta, en comparación con las otras variables. Esto era esperable, ya que el precio de la energía influye fuertemente en los ingresos principales del proyecto y el costo de inversión es el mayor costo del proyecto, además el factor de planta es un reflejo de las horas que la central es capaz de producir, y por lo tanto, también afecta directamente a los ingresos anuales del proyecto.

Esto concuerda con lo sabido de las centrales de tipo renovable no convencional, una inversión alta, costos operacionales bajos y pocas horas de funcionamiento (“fp” bajo).

CAPÍTULO 6: Conclusiones

En el presente trabajo se investigaron las tecnologías para generar electricidad a partir de la energía del sol. Se compararon los diversos tipos de plantas generadoras existentes en la actualidad y se optó por concentrar el análisis en la tecnología de cilindros parabólicos para Chile, debido a que es la tecnología más madura en el mundo y posee los costos más bajos.

Se estableció que la zona norte del país que comprenden las primeras tres regiones, y en especial la segunda región de Atacama, poseen las mejores condiciones para la instalación de una central termo solar. Esto se explica por la alta radiación anual en la zona debido a su ubicación relativamente cercana al Ecuador, un alto coeficiente de transparencia de su atmósfera y óptimas condiciones climáticas.

Se determinó el potencial de producción en la zona comprendida entre las primeras tres regiones del país, considerando principalmente dos elementos: la disponibilidad del recurso, reflejada en este caso con las horas de radiación útiles, y la superficie aprovechable, donde es factible instalar la central solar térmica.

Para representar numéricamente la disponibilidad del recurso en un tiempo determinado se consideró un factor de planta $f_p = 25\%$. Y debido a la condición desértica del norte de nuestro país, se estimó el porcentaje de superficie aprovechable por región igual a 0,3. Luego, se ponderó por un factor de rendimiento técnico, que denotara la capacidad de convertir energía solar a eléctrica, considerando esta eficiencia de conversión del recurso $f_c = 10\%$ se obtuvo un potencial factible de **70 [GW]**.

La capacidad de generación, es posible estimarla conociendo la radiación solar en una superficie dada y algunos otros parámetros inherentes a cada geografía. Para calcular la capacidad de generación de una central solar de cilindros parabólicos CCP ubicada en tres ciudades representativas del norte grande, se consideró una superficie de recepción solar de 0.6 km^2 y un factor de eficiencia de conversión de la radiación solar a energía eléctrica de 16%, obteniéndose los siguientes resultados:

	Energía Solar MWh/año	Energía Eléctrica MWh/año
Pica	1287780	206045
Calama	1336500	213840
Salvador	1279440	204710

(Tabla 3.4.3: Energía solar y eléctrica utilizando una superficie de absorción de 0.6 km^2)

Respecto del dimensionamiento de la central, se consideró una radiación solar de $2800 \text{ [kWh/m}^2]$ al año, que es un valor de radiación directa para la ciudad de Calama, y una potencia a instalar de 50 [MW] y un factor de conversión energía solar-eléctrica de 15%. Con esto se obtuvo una superficie de colectores de $260714 \text{ [m}^2]$, y por lo tanto, una superficie para el campo solar de $782142 \text{ [m}^2]$ que considera la separación entre colectores (esto implica la utilización de 670 colectores de 100 [m] de longitud cada uno).

Respecto de la limpieza y mantenimiento del campo solar anual, se estima que serán necesarios 8864276 litros de agua, esto es equivalente a 8864 [m³/año]. Tomando los datos de la valoración económica del recurso agua para la segunda región, estimando que el valor de 1 [m³] de agua es de 140 pesos, se proyecta que el costo anual para el proyecto es de 120000 dólares (éste costo incluye limpieza de espejos y requerimientos de agua para enfriamiento y condensación de la planta térmica).

En lo relativo a la reducción de gases de efecto invernadero, se estimó una reducción anual de 100000 toneladas de carbono, y suponiendo un precio fijo a los bonos de carbono equivalente a 10 [US\$/ton], se tiene que la central obtendrá un ingreso por bonos de carbono de 1.000.000 [US\$] anuales.

Se determinó que la producción anual de energía de la central solar de 50MW será de 109500 [MWh], generando un ingreso por venta de energía de 12 millones US\$ (considerando un precio de energía de 110 [US\$/MWh]), y un ingreso por venta de potencia de 897750 US\$ (considerando precio por potencia de punta igual a 9 [US\$/kW/mes]).

Así mismo, se realizó un análisis de rentabilidad considerando dos casos: caso base y caso optimista. El caso base considera las estimaciones recolectadas para la actualidad y el caso optimista incluye costos e ingresos dinámicos que proyectan las predicciones hechas por los expertos mundiales. Los resultados de ambos análisis se muestran a continuación:

	Caso base	Caso optimista
VAN [millones US\$]	-97,6	-31,5
TIR [%]	5,28	8,27

Posteriormente se comprobó en el análisis de sensibilidad, que el VAN del proyecto presenta mayor sensibilidad al precio de la energía, a la inversión inicial y al factor de planta, ya que estas variables son las que, en mayor medida, afectan a la rentabilidad del proyecto.

Debido a la rentabilidad negativa estimada para la mayoría de las tecnologías, se supuso que el efecto que tiene el proyecto de ley para fomentar a las ERNC sobre los precios, produce que el precio total de energía (con ley ERNC) corresponde al máximo que se pagará por la generación mediante ERNC y, debido a que el proyecto solar tendrá un costo medio por sobre al precio de mercado, será más atractivo pagar la multa establecida por la ley (0.4 UTM/MWh) que cumplir la obligación de generación con ERNC que se establece. Es claro que para efectos del estudio realizado se comprende que para la evaluación económica de los beneficios a obtener se asumirá la multa como un ingreso anual del proyecto, y este ingreso anual es aproximadamente 3,3 millones de dólares (ingreso que fue incluido en las evaluaciones de rentabilidad realizadas).

Reflexiones y Sugerencias

Con respecto a la ubicación del recurso, es posible afirmar que los niveles más favorables de radiación solar en la zona norte del país, plantean aplicaciones de nicho como: generación para sistemas aislados y cogeneración, para sistemas industriales mineros, gestión de agua, (impulsión y desalinización) para turismo y agricultura. En el norte de Chile existe una gran escasez de agua y ésta se podría producir a partir de agua salada con el calor residual de la planta solar (cogeneración).

Algunas dificultades para implementar proyectos de tipo solar, son la baja capacidad de tecnológica propia, el costo del terreno y la aplicación en zonas sin tormentas de viento y arena y, principalmente la falta de información detallada respecto de los catastros de recursos.

El sistema normativo actual no tiene los incentivos adecuados para estimular la inversión en ERNC's, que al ser energías innovadoras tienen un costo de inversión mayor, sobretudo al comienzo de su aplicación. La gran inversión inicial involucrada y el riesgo asociado son una importante barrera de entrada de la energía solar. Aun cuando el inversionista puede aumentar la capacidad de su parque solar por etapas dado que estos permiten crecer en forma modular.

Para hacer posible la incorporación a gran escala de la energía solar en el largo plazo, se debe cuantificar en el mercado todos los beneficios que produce la incorporación ésta y que actualmente no son considerados, tales como el menor impacto en el medio ambiente. Además, tiene que haber acceso legal a los lugares con alto potencial solar.

A pesar que la ley de fomento a las ERNC rompe la neutralidad tecnológica que existía en el mercado eléctrico chileno, en donde las inversiones para el desarrollo del sistema estaban dadas sólo por la señal de precios futuros de la energía, junto con establecer un precedente importante en donde el estado interviene directamente sobre el mercado eléctrico de generación; pese a lo anterior, se queda con la sensación que la multa asignada al no cumplimiento de la Ley aún no genera el incentivo necesario para un cambio profundo en la diversificación de la matriz energética.

El esquema de incentivos que se implementará en Chile es bastante similar al australiano, el que ha recibido muchas críticas, principalmente acerca de los costos totales que se pagan por la electricidad. Por lo que se espera que el estado debiera crear un fondo concursable especial para financiar la parte de los costos de inversión necesarios para que el proyecto sea rentable sin necesidad de algún otro mecanismo. De esta forma, se lograría que el precio final para todos los usuarios no sea afectado por esta política de estado.

Como trabajo futuro, se propone la investigación de la factibilidad técnico-económica de operar una central de cilindros parabólicos híbrida con un generador eólico, en latitudes con menos energía solar, pero con más abundancia de túneles de viento, como es el caso de algunas comunas del norte grande y norte chico. Para ello, sería necesario generar un

modelo que incluya datos precisos de mapas de viento y realizar ingeniería de detalle para estudiar la curva de carga que podría abastecer.

Bibliografía

- Revista FCFM n° 40 - ISSN 0716-3088 / Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile. Primavera 2007
- Schott Memorandum on Solar Thermal Power Plant Technology. Schott, Alemania.
- Informe Técnico Definitivo Precios de Nudo SING Abril 2008, CNE
- “Política Energética: nuevos lineamientos, Transformando la crisis energética en una oportunidad”, CNE 2008
- “Diseño y estudio de factibilidad técnico-económica de una central con tecnología solar comprimida”. Departamento Ingeniería Eléctrica Universidad de Chile, Rodrigo de la Castilleja Mendoza, 2008
- “Radiación solar concentrada” Ing. O. Jaimovich –UBA
- “Energía solar Termoeléctrica _ Pasos firmes contra el cambio climático”, Greenpeace. 2005
- “Evaluación comparativa de centrales de energías renovables mediante la aplicación de la nueva ley de energías renovables recientemente aprobada en Chile”, Pontificia Universidad Católica de Chile
- “Concentrating Solar Power, from research to implementation”, European Commission.
- “European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping”, ECOSTAR.
- “Estudio de contribución de ERNC al SIC al 2025, Tecnologías nuevas y emergentes en Chile”, Universidad Técnica Federico Santa María.

Links:

- http://www.icarito.cl/medio/articulo/0,0,38035857_157519512_220555448_1,00.html, La Tercera, Icarito.
- http://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar...energ%C3%ADa_solar
- <http://es.wikipedia.org/wiki/Termodin%C3%A1mica...termodin%C3%A1mica>
- <http://www.solarmillennium.de/>
- <http://www.circuloastronomico.cl/energia/energia4.html>
- http://www.solarpaces.org/CSP_Technology/csp_technology.htm
- <http://www2.ing.puc.cl/power/alumno08/renewables/descripcionley.html>

ANEXO

A_ Planillas de evaluación económica

Precio energía [mills/kWh]	110								
Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Generación anual [GWh]	0	0	0	110	110	110	110	110	110
VentasEnergía [miles de \$US]	0	0	0	12045	12045	12045	12045	12045	12045
VentasPotencia [miles de \$US]	0	0	0	898	898	898	898	898	898
Bonos Carbono [miles de \$US]	0	0	0	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Influencia LeyERNC [miles de \$US]	0	0	0	3285	3285	3285	3285	4928	4928
Costo por peajes [MUS\$]	0	0	0	-100	-100	-100	-100	-100	-100
Costo O&M [MUS\$]	-252	-252	-630	-2518	-2518	-2518	-2518	-2518	-2518
Costos (Depreciación)	0	-3833	-7667	-7667	-7667	-7667	-7667	-7667	-7667
Resultado Operacional AI	0	-4085	-8296	6943	6943	6943	6943	8586	8586
Impuesto	0	694	1410	-1180	-1180	-1180	-1180	-1460	-1460
Resultado Operacional	0	-3391	-6886	5763	5763	5763	5763	7126	7126
Depreciación	0	3833	7667	7667	7667	7667	7667	7667	7667
Inversión [miles de \$US]	-69000	-92000	-69000	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja real	-69000	-91557	-68219	13429	13429	13429	13429	14793	14793
Flujos descontados	-69000	-83234	-56379	10090	9172	8339	7581	7591	6901
sumas parciales	-\$ 69.000	-\$ 152.234	-\$ 208.613	-\$ 198.524	-\$ 189.351	-\$ 181.013	-\$ 173.432	-\$ 165.841	-\$ 158.940
mayor que 0?	99	99	99	99	99	99	99	99	99
VAN (miles de \$US):	-97638								
Plazo recuperación capital:	99 años								
TIR (%)	5,28								

9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
12045	12045	12045	12045	12045	12045	12045	12045	12045	12045
898	898	898	898	898	898	898	898	898	898
1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
4928	4928	4928	4928	4928	4928	4928	4928	4928	4928
-100	-100	-100	-100	-100	-100	-100	-100	-100	-100
-2518	-2518	-2518	-2518	-2518	-2518	-2518	-2518	-2518	-2518
-7667	-7667	-7667	-7667	-7667	-7667	-7667	-7667	-7667	-7667
8586	8586	8586	8586	8586	8586	8586	8586	8586	8586
-1460	-1460	-1460	-1460	-1460	-1460	-1460	-1460	-1460	-1460
7126	7126	7126	7126	7126	7126	7126	7126	7126	7126
7667	7667	7667	7667	7667	7667	7667	7667	7667	7667
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14793	14793	14793	14793	14793	14793	14793	14793	14793	14793
6274	5703	5185	4713	4285	3895	3541	3219	2927	2661
-\$ 152.667	-\$ 146.963	-\$ 141.779	-\$ 137.065	-\$ 132.780	-\$ 128.885	-\$ 125.344	-\$ 122.124	-\$ 119.198	-\$ 116.537
99	99	99	99	99	99	99	99	99	99

Tabla Anexo A.1: Planilla evaluación económica caso base

Precio energía [mills/kWh]	110,00	113,30	116,70	120,20	123,81	127,52	131,35	135,29
Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7
Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Generación anual [GWh]	0	0	0	110	110	110	110	110
VentasEnergía [miles de \$US]	0	0	0	13162	13557	13963	14382	14814
VentasPotencia [miles de \$US]	0	0	0	898	898	898	898	898
Bonos Carbono [miles de \$US]	0	0	0	1000	1000	1000	1000	1000
Influencia LeyERNC [miles de \$US]	0	0	0	3285	3285	3285	3285	4928
Costo por peajes [MUS\$]	0	0	0	-100	-100	-100	-100	-100
Costo O&M [MUS\$]	-252	-252	-630	-2519	-2190	-1971	-1643	-1314
Costos (Depreciación)	0	-3333	-6667	-6667	-6667	-6667	-6667	-6667
Resultado Operacional AI	0	-3585	-7296	9059	9783	10409	11156	13558
Impuesto	0	609	1240	-1540	-1663	-1769	-1897	-2305
Resultado Operacional	0	-2976	-6056	7519	8120	8639	9259	11253
Depreciación	0	3333	6667	6667	6667	6667	6667	6667
Inversión [miles de \$US]	-60000	-80000	-60000	0	0	0	0	0
Flujo de caja real	-60000	-79642	-59389	14186	14786	15306	15926	17920
Flujos descontados	-60000	-72402	-49082	10658	10099	9504	8990	9196
sumas parciales	-\$ 60.000	-\$ 132.402	-\$ 181.484	-\$ 170.826	-\$ 160.727	-\$ 151.223	-\$ 142.233	-\$ 133.037
mayor que 0?	99	99	99	99	99	99	99	99

VAN (miles de \$US): **-\$31.517**

Plazo recuperación capital: **99** años

139,34	143,53	147,83	152,27	156,83	161,54	166,38	171,38	176,52	181,81
8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
15258	15716	16187	16673	17173	17688	18219	18766	19329	19909
898	898	898	898	898	898	898	898	898	898
1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
4928	4928	4928	4928	4928	4928	4928	4928	4928	4928
-100	-100	-100	-100	-100	-100	-100	-100	-100	-100
-986	-986	-986	-986	-876	-876	-876	-767	-767	-767
-6667	-6667	-6667	-6667	-6667	-6667	-6667	-6667	-6667	-6667
14331	14789	15261	15746	16356	16871	17402	18058	18621	19201
-2436	-2514	-2594	-2677	-2780	-2868	-2958	-3070	-3166	-3264
11895	12275	12666	13069	13575	14003	14443	14988	15455	15937
6667	6667	6667	6667	6667	6667	6667	6667	6667	6667
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18562	18942	19333	19736	20242	20670	21110	21655	22122	22603
8659	8033	7454	6917	6450	5987	5559	5184	4814	4472
-\$ 124.378	-\$ 116.345	-\$ 108.891	-\$ 101.974	-\$ 95.524	-\$ 89.537	-\$ 83.978	-\$ 78.794	-\$ 73.980	-\$ 69.508
99	99	99	99	99	99	99	99	99	99

Tabla Anexo A.2: Planilla evaluación económica caso optimista

Índice de Figuras

Figura 2.1: Radiaciones promedio diarias por cada región de Chile	7
Figura 2.1.1: Principales yacimientos de cobre en Chile	8
Figura 2.1.1.1: Foto de los cilindro parabólicos de la central Andasol	11
Figura 2.1.1.2: Esquema de funcionamiento de Central Solar con cilindros parabólicos y sistema de almacenamiento	12
Figura 2.1.1.3: Receptor o Colector solar	13
Figura 2.1.2.1: Esquema de la central Chimenea Solar	13
Figura 2.1.2.2: Fotos del proyecto piloto Manzanares	15
Figura 2.2.3.1: Esquema de una central solar con torre concentradora	16
Figura 2.2.3.2: Dispositivo colector de la torre concentradora	17
Figura 2.2.3.3: Ejemplo de torre concentradora Solar Two, USA.	18
Figura 2.2.4.1: Sistemas Concentrador/Stirling fabricado por SBP	19
Figura 2.3.1: Esquema de la central de generación eléctrica solar Andasol-1	20
Figura 2.3.2: Curvas de carga por estación del año	21
Figura 3.1.1.1: Central CCP con tanque de almacenamiento térmico y generador de vapor de fuel	23
Figura 3.1.1.2: Sistema de ciclo combinado integrado solar (ISCC)	24
Figura 3.2.1: Zonas Térmicas y Grado Día.	28
Figura 3.2.2: Plano de zonificación Térmica, Región de Antofagasta	29
Figura 3.4.1: Radiación global mensual para Pica, Calama y Salvador	31
Figura 4.2.1: Esquema de curva de carga diaria, señalando el almacenamiento	35
Figura 4.2.2: Dimensiones para un estanque Molten salt	35
Figura 4.3.1: Campo solar de central Nevada Solar One	37
Figura 4.3.2: Colector de Luz System “Three Solar Collector Assembly”	37
Figura 4.4.1: Ejemplo de sistema de lavado de espejos Mr. Twister	38
Figura 5.2.1: Esquema del ciclo de un proyecto MDL	45
Figura 5.4.2: Disminución en el costo O&M estimado	54
Figura 5.6.1: Proyecciones virtuales de precios de la energía	56
Figura 5.6.2: Gráfico de sensibilidad VAN v/s Inversión y Costo O&M	57