



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

**CARACTERIZACIÓN DE UNA PLANTA TERMO SOLAR DE COLECTORES
PARABÓLICOS PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

NICOLÁS ALEJANDRO CARRASCO ARGOMEDO

**PROFESOR GUÍA:
LUIS VARGAS DÍAZ**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO PALMA BEHNKE
GUILLERMO JIMENEZ ESTEVEZ**

**SANTIAGO DE CHILE
ABRIL 2009**

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: NICOLÁS ALEJANDRO CARRASCO ARGOMEDO
FECHA: 26 de abril de 2009
PROF. GUÍA: Sr. LUIS VARGAS DIAZ

“CARACTERIZACIÓN DE UNA PLANTA TERMO SOLAR DE COLECTORES PARABÓLICOS PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”

El objetivo principal de este trabajo es evaluar la factibilidad técnica y económica de instalar una planta termo solar de colectores parabólicos en el Desierto de Atacama, en el norte de Chile. La ubicación geográfica específica de la planta es en las cercanías de la barra Lagunas, en el Sistema Interconectado del Norte Grande, SING (Lat. 20°58' S y Long. 69°40' W).

El trabajo dimensiona la energía solar disponible en el lugar, utilizando el modelo de Perrin de Brinchambaut, el cual es implementado en MATLAB. Este modelo es validado con datos reales, con lo que se determina que la energía solar anual, considerando seguimiento solar, es de 3.553 GWh/km².

Se consideran tamaños de planta de 50, 100, 150 y 200 MW, sin almacenamiento térmico ni medios alternativos de generación de vapor. Se calculan los costos de inversión y operación de cada ítem de la planta para los distintos tamaños, basándose en la tecnología de plantas similares existentes hace más de 20 años en EE.UU. Además, se estudia el modelo de negocios de la central, considerando los ingresos percibidos por venta de energía y potencia firme al sistema.

Se realiza la evaluación económica de la planta en función del costo marginal de la energía del sistema y de la venta de bonos de carbono. Se estudia el mecanismo de emisión de bonos de carbono. Se calculan las emisiones medias equivalentes en toneladas de CO₂ por unidad de energía eléctrica generada. Este parámetro se denomina Factor de Emisión del SING, y tiene un valor de 0.8226 ton CO₂/MWh.

Los resultados indican que para un costo mayor a 115 USD/MWh la planta de 200 MW es rentable. A medida que disminuye el tamaño de planta se requiere un costo marginal superior para que ésta sea rentable. Así, para la planta de menor tamaño de 50 MW, se llega a que con un CMg igual o superior a 140 USD/MWh es rentable.

El trabajo también estudia la factibilidad de instalar un sistema de almacenamiento térmico en la planta. Al evaluar esta alternativa, se obtiene que todos los tamaños de planta son rentables para un CMg igual o superior a 120 USD/MWh. Se realiza un análisis de sensibilidad del proyecto a los distintos costos, y se obtiene que el parámetro más relevante es la eficiencia de conversión solar a eléctrica.

Basándose en proyecciones internacionales se espera que los costos de esta tecnología disminuyan en el futuro, lo que redundaría en un menor riesgo para un proyecto de una planta termo solar de colectores parabólicos. El trabajo concluye que es factible realizar un proyecto de estas características en Chile.

A mi familia

Índice general

Capítulo 1 Introducción	1
1.1 Motivación.....	1
1.2 Objetivos.....	1
1.3 Objetivos específicos.....	2
1.4 Alcance.....	2
1.5 Estructura.....	2
Capítulo 2 Estado del arte	3
2.1 El recurso solar.....	3
2.1.1 Energía disponible.....	3
2.1.2 Análisis de la radiación solar en Chile.....	4
2.2 Tecnologías termo solares.....	8
2.2.1 Concentradores parabólicos.....	8
2.2.2 Torre concentradora central.....	9
2.2.3 Concentrador solar Stirling.....	9
2.2.4 Reflectores lineales Fresnel.....	9
2.3 Centrales termo solares de concentradores parabólicos.....	11
2.3.1 Descripción de la tecnología.....	11
2.3.2 Colectores solares parabólicos.....	11
2.3.3 Ciclo térmico de generación.....	13
2.3.4 Almacenamiento de energía térmica.....	15
2.3.5 Operación conectada a un sistema.....	16
2.3.6 Operación aislada de la red.....	17
2.3.7 Experiencia en el mundo.....	17
2.4 El mercado eléctrico chileno.....	20
2.4.1 Legislación chilena y negocio de generación eléctrica.....	20
Capítulo 3 Mercado mundial del carbono y mecanismo de desarrollo limpio	23
3.1 Cambio climático.....	23
3.2 Protocolo de Kyoto.....	24
3.3 Mecanismo de desarrollo limpio.....	24
3.4 Mercado del carbono.....	25
3.4.1 Cálculo de reducción de emisiones.....	27
Capítulo 4 Caracterización técnico económica	32
4.1 Definición de proyectos a considerar en el estudio.....	32
4.2 Caracterización de la planta.....	32
4.2.1 Caracterización del ciclo térmico.....	32
4.2.2 Tamaño óptimo de planta.....	32
4.2.3 Ubicación geográfica.....	34
4.2.4 Conexión al sistema eléctrico.....	37

4.3 Caracterización de costos de inversión.....	37
4.3.1 Costos de inversión.....	37
4.3.2 Costos de operación y mantenimiento.....	51
4.3.3 Venta de energía y potencia.....	55
Capítulo 5 Análisis y resultados	57
5.1 Evaluación económica del proyecto.....	57
5.2 Análisis de sensibilidad.....	62
5.3 Sistema de almacenamiento térmico.....	64
Capítulo 6 Conclusiones	67
Bibliografía	69
Anexo 1: Programa MATLAB para cálculo de radiación solar	74
Anexo 2: Desarrollo de proyectos termo solares en el mundo	78
Anexo 3: Aspectos relevantes de la LGSE en relación al negocio de generación eléctrica	82
Anexo 4: Desarrollo de teoría marginalista para cálculo de ingresos por energía y potencia	84
Anexo 5: Proceso de emisión de bonos de carbono	87
Anexo 6: Costos de sistema de almacenamiento térmico	89

Índice de figuras

Figura 2.1: Generación eléctrica potencial a partir del Sol	4
Figura 2.2: Incidencia de radiación directa e indirecta con respecto a un plano inclinado	7
Figura 2.3: Concentradores parabólicos en Plataforma Solar de Almería, España	8
Figura 2.4: Torre solar “Solar Two”, Barstow, California, EE.UU	9
Figura 2.5: Concentrador Parabólico EuroDish con motor-generador Stirling, Almería, España	10
Figura 2.6: Reflectores Lineales Fresnel	10
Figura 2.7: Detalle de colector solar LS-3	12
Figura 2.8: Diagrama de planta termo solar de colectores parabólicos con ciclo Rankine	14
Figura 2.9: Desarrollo de proyectos termo solares de colectores parabólicos en el mundo, junio 2008	19
Figura 2.10: Relación entre actores del negocio eléctrico.....	22
Figura 4.1: Ubicación geográfica de central termo solar	34
Figura 4.2: Curva de energía diaria incidente sin seguimiento solar Lagunas.....	36
Figura 4.3: Curva de energía diaria disponible con seguimiento solar Lagunas.....	36
Figura 4.4: Curva de radiación 21 diciembre	38
Figura 4.5: Curva de radiación 21 junio	38
Figura 4.6: Economías de escala en costo de intercambiador de calor	43
Figura 4.7: Eficiencia de expansión de turbina y eficiencia neta del ciclo térmico	44
Figura 4.8: Economías de escala en costo de bloque de potencia más sistemas auxiliares.....	45
Figura 4.9: Economías de escala en costos de operación y mantenimiento	55
Figura 5.1: VAN de central termo solar de 50 MW en función de costo marginal de energía del SING.....	58
Figura 5.2: VAN de central termo solar de 100 MW en función de costo marginal de energía de SING.....	59
Figura 5.3: VAN de central termo solar de 150 MW en función de costo marginal de energía de SING.....	59
Figura 5.4: VAN de central termo solar de 200 MW en función de costo marginal de energía de SING.....	60
Figura 5.5. Comportamiento del costo unitario de inversión	61
Figura 10.1: Curva de duración de la demanda típica	84
Figura 11.1: Ciclo de obtención de certificación de proyecto MDL.....	88

Índice de tablas

Tabla 2.1: Constantes de ajuste, para modelo de Perrin de Brinchambaut	7
Tabla 2.2: Datos técnicos de colector solar parabólico LS-3	13
Tabla 2.3: Plantas de concentradores solares parabólicos en Estados Unidos	18
Tabla 3.1: Potencial de calentamiento global de gases GEI	26
Tabla 3.2: Emisiones equivalentes de combustibles primarios	28
Tabla 3.3: Participación en energía generada año 2008 en SING por tipo de combustible	28
Tabla 3.4: Cálculo de factor de emisión de margen de operación.....	29
Tabla 3.5: Generación de centrales mas recientes en SING, 2008.....	29
Tabla 3.6: Cálculo de factor de emisión de margen de construcción.....	30
Tabla 4.1: Radiación solar observada y modelada en San Pedro de Atacama, Chile	35
Tabla 4.2: Área total de campo de colectores parabólicos	39
Tabla 4.3: Costos de estructuras en USD/m ²	40
Tabla 4.4: Costos totales de estructuras.....	40
Tabla 4.5: Comparación de costos de HCEs en USD/unidad	41
Tabla 4.6: Costo total de tubos receptores HCE.....	41
Tabla 4.7: Proyección de costos de reflectores en USD	41
Tabla 4.8: Costo total de reflectores parabólicos	41
Tabla 4.9: Costo total de fluido térmico	42
Tabla 4.10: Costo de intercambiador de calor en función de tamaño de planta	42
Tabla 4.11: Costo total de intercambiador de calor.....	43
Tabla 4.12: Proyección de costos de bloque de potencia total y sistemas auxiliares en USD	44
Tabla 4.13: Costo total de bloque de potencia y sistemas auxiliares con sistema de enfriamiento húmedo	45
Tabla 4.14: Energía eléctrica generada al año.....	46
Tabla 4.15: Cantidad de agua requerida para torre de enfriamiento	46
Tabla 4.16: Costo de sistemas de enfriamiento húmedo y seco, USD	47
Tabla 4.17: Incremento de potencia de ventiladores y energía consumida por condensador seco	47
Tabla 4.18: Energía eléctrica neta anual generada por central eléctrica	47
Tabla 4.19: Costo total de bloque de potencia y sistemas auxiliares con sistema de enfriamiento seco	47
Tabla 4.20: Costo total de sistema de seguimiento solar.....	48
Tabla 4.21: Costo total de sistemas electrónicos y de control.....	48
Tabla 4.22: Costo total de tuberías de conexión.....	48
Tabla 4.23: Costo total de obras civiles.....	49
Tabla 4.24: Costos adicionales	49
Tabla 4.25: Costos de tramitación de proyecto MDL	49
Tabla 4.26: Energía eléctrica generada y toneladas de CO ₂ reducidas por año	50
Tabla 4.27: Costos de presentación de proyecto MDL para emisión de CERs.....	50
Tabla 4.28: Costo total de inversión planta	51
Tabla 4.29: Personal necesario para operación de planta.....	52
Tabla 4.30: Sueldos totales mensuales personal planta en pesos chilenos.....	52
Tabla 4.31: Proyección de costos de partes y materiales	53
Tabla 4.32: Consumo total anual de agua y costos asociados.....	54
Tabla 4.33: Costo total de operación y mantenimiento de planta termosolar	54
Tabla 4.34: Ingresos netos por venta de energía eléctrica.....	55

Tabla 4.35: Estimación de potencia firme aportada por central termo solar	56
Tabla 4.36: Ingresos por potencia firme	56
Tabla 4.37: Ingresos por venta de bonos de carbono	56
Tabla 5.1: Vida útil de activos para efectos tributarios	57
Tabla 5.2: VAN de central en función de tamaño de planta y costo marginal de SING	58
Tabla 5.3: Tasa Interna de Retorno de proyecto termo solar en función de precio de energía	60
Tabla 5.4: Costo de inversión unitario de central termo solar	61
Tabla 5.5: Costos de inversión necesarios para rentabilidad de proyecto	62
Tabla 5.6: Análisis de sensibilidad con costo marginal de energía de 100 USD/MWh	63
Tabla 5.7: Análisis de sensibilidad con costo marginal de energía de 120 USD/MWh	64
Tabla 5.8: Costo de sistema de almacenamiento térmico para planta de 50 MW	65
Tabla 5.9: Costo de sistema de almacenamiento térmico para planta de 100 MW	65
Tabla 5.10: Costo de sistema de almacenamiento térmico para planta de 150 MW	65
Tabla 5.11: Costo de sistema de almacenamiento térmico para planta de 200 MW	65

Siglas y abreviaciones

CDEC: Centro de Despacho Económico de Carga.
CER: *Certified Emission Reduction*, Reducciones Certificadas de Emisiones (Bonos de Carbono).
CLP: Peso chileno
CMNUCC: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CONAMA: Comisión Nacional del Medioambiente.
D.F.L.: Decreto con fuerza de ley.
DSG: *Direct Steam Generation*, Generación Directa de Vapor.
EDELAYSEN: Sistema Eléctrico de Aysén.
EDELMAG: Sistema Eléctrico de Magallanes.
GEF: *Global Environment Facility*, Fondo Global para el Medioambiente del Banco Mundial.
GEI: Gases de Efecto Invernadero.
GWhe: Gigawatt hora eléctrico.
ISCC: *Integrated Solar/Combined Cycle*, Integración Solar con Ciclo Combinado.
KfW: *Kreditanstalt für Wiederaufbau*, Banco Alemán de Desarrollo.
kW: Kilowatt.
LFR: *Linear Fresnel Reflector*, Reflector Lineal Fresnel.
LGSE: Ley General de Servicios Eléctricos.
MDL: Mecanismo de Desarrollo Limpio.
MW: Megawatt.
MWe: Megawatt eléctrico.
ORC: *Organic Rankine Cycle*, Ciclo Rankine Orgánico.
Pa: Pascal.
SEGS: *Solar Electric Generating System*, plantas de colectores solares parabólicos en funcionamiento en California.
SIC: Sistema Interconectado Central.
SING: Sistema Interconectado del Norte Grande.
USD: Dólar de EE.UU.
W: Watt.

Capítulo 1

Introducción

1.1 Motivación

La matriz energética de Chile se compone principalmente de combustibles fósiles importados. Más del 66% de la energía primaria consumida es importada. Se estima que la demanda energética del país tendrá un aumento sostenido en los próximos años, debido a los mayores ingresos producto del crecimiento del país.

En el escenario actual, Chile se encuentra enfrentado a una serie de desafíos energéticos. Entre estos se pueden citar los siguientes: Contar con la energía necesaria para satisfacer la demanda creciente, diversificar la matriz energética para minimizar riesgos de falta de suministro y eliminar la volatilidad de precios, mantener competitividad ante el encarecimiento de la energía y minimizar los riesgos e impactos del cambio climático [1].

En este contexto aparece como una opción la instalación de centrales termo solares de energía eléctrica, en particular de centrales de colectores parabólicos. Las ventajas que presentan estas centrales son:

- Aprovechamiento de un recurso energético abundante como es la energía radiada desde el Sol, principalmente en el desierto de Atacama.
- Tecnología limpia, sin emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera.
- Tecnología que lleva más de 20 años de funcionamiento comercial con plantas conectadas a la red en Estados Unidos.

1.2 Objetivos

El objetivo general de este trabajo es caracterizar los costos de inversión y operación de una central termo solar de colectores parabólicos instalada en el norte de Chile, conectada al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), y determinar la factibilidad técnica y económica del proyecto.

1.3 Objetivos específicos

Se identifican los siguientes objetivos específicos:

- Modelar la energía solar disponible para ser convertida en energía eléctrica en el norte de Chile
- Describir las distintas tecnologías de centrales termo solares de concentradores solares parabólicos existentes en el mundo.
- Proponer la caracterización de la central, en particular el ciclo térmico de trabajo, tamaño, ubicación geográfica y punto de conexión al sistema eléctrico.
- Estimar costos de inversión y flujos generados por el negocio de generación de electricidad, con el fin de evaluar la rentabilidad de la planta.

1.4 Alcance

El presente trabajo se limita a un estudio preeliminar de disponibilidad energética y factibilidad económica de un proyecto de generación eléctrica en base a energía termo solar. Específicamente se considera la tecnología de colectores solares parabólicos y el tamaño de la planta está en el rango de 50 a 200 MW. No se incluye la etapa de implementación, ni la ingeniería de detalle.

1.5 Estructura

El informe se estructura como sigue. El capítulo 2 presenta el estado del arte de la generación eléctrica con tecnología termo solar de concentradores parabólicos, la disponibilidad del recurso solar en Chile y el mercado de generación eléctrica en Chile. En el capítulo 3 se estudia el protocolo de Kyoto, el mecanismo de desarrollo limpio y el mercado de bonos de carbono. El capítulo 4 analiza las distintas variables de la planta para obtener una caracterización de esta, con el fin de estimar los costos de inversión, operación, y las alternativas de proyectos a considerar en el estudio. En el capítulo 5 se hace la evaluación técnico-económica del proyecto. Finalmente, en el capítulo 6 se presentan las conclusiones de este y las perspectivas de desarrollo en Chile.

Capítulo 2

Estado del arte

2.1 El recurso solar

2.1.1 Energía disponible

La radiación solar que incide en la Tierra es la base energética para la mayoría de las fuentes de energía fósil y renovable en el mundo [2]. Como tal, el potencial que presenta para su aprovechamiento es inmenso. La energía solar proviene de reacciones de fusión nuclear producidas al interior del Sol. La cantidad de energía solar recibida por la superficie del planeta en un minuto es mayor que la energía utilizada por toda la población del globo en un año [2].

Una pequeña fracción de esta energía es captada en la atmósfera, los océanos y plantas en nuestro planeta. La interacción de la radiación solar con la atmósfera produce las corrientes de viento. Además, parte de la energía solar es ocupada en el ciclo del agua, que básicamente consiste en la evaporación de agua desde los océanos, la cual se precipita en una fracción en las masas de tierra firme. Esto se traduce en energía potencial gravitatoria de masas hídricas que están en montañas y ríos. Otra forma de conversión de la energía solar es la transformación en energía química mediante el proceso de fotosíntesis llevado a cabo por los organismos vegetales. Todas estas formas antes descritas derivadas directamente de la radiación solar pueden ser aprovechadas para su transformación en energía eléctrica.

El remanente energético de los procesos de interacción de la energía solar en la Tierra llega en forma de radiación a la superficie de océanos y tierra firme en el planeta. Existen dos formas de convertir esta energía en electricidad: La primera consiste en el uso de celdas fotovoltaicas. Estas producen un voltaje continuo a partir de la radiación incidente. El funcionamiento de las celdas fotovoltaicas se basa en el efecto fotoeléctrico. La segunda opción se basa en concentrar la radiación directa del Sol, mediante superficies con buenas propiedades reflectivas, calentando algún medio para finalmente aprovechar este calor y así generar electricidad a través de un ciclo térmico. Esto se conoce como tecnología termo solar [3].

El potencial de desarrollo de la tecnología termo solar es inmenso. Se estima que alrededor de un 0.1% de las superficies idóneas para la instalación de plantas termo solares de energía eléctrica en el planeta producirían energía suficiente para abastecer el consumo global de electricidad [4].

2.1.2 Análisis de la radiación solar en Chile

La energía solar no se reparte homogéneamente en la Tierra. Las latitudes que se encuentran entre los trópicos son las que presentan mejores condiciones de insolación. Las zonas en el mundo con mayores cantidades de radiación solar se encuentran en el norte de África, la península arábiga, la zona suroeste de América del Norte, Sudáfrica, Mongolia, Australia y el desierto de Atacama en Chile. La energía eléctrica potencial que se puede obtener en el desierto de Atacama mediante tecnología termo solar es del orden de 200 a 300 $GWhe/(km^2 \cdot año)$ [4]. En la figura 2.1 se muestran las zonas del mundo que presentan un mayor potencial para el aprovechamiento de la energía solar.

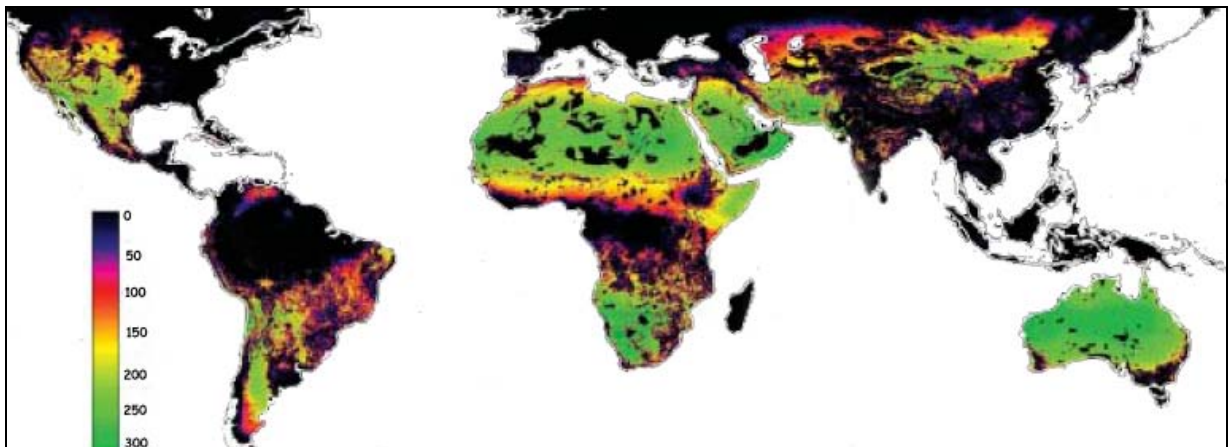


Figura 2.1: Generación eléctrica potencial a partir del Sol [$GWhe/(km^2 \cdot año)$] [4]

Para describir la radiación solar en un punto del planeta se requiere conocer la posición del astro en el cielo con respecto al observador. Para caracterizar esta se aplica el Modelo Astronómico [5].

Se requieren los siguientes parámetros de entrada:

- Latitud del punto ϕ : Esta varía en un rango de $\pm 90^\circ$. La latitud del Polo Norte es $+ 90^\circ$, la latitud del Polo Sur es $- 90^\circ$ mientras que en el ecuador la latitud es igual a 0° .
- Longitud del punto: Varía en un rango de $\pm 180^\circ$ del meridiano de Greenwich (Londres)

- Declinación solar δ : Varía según la época del año en un rango de $\pm 23.5^\circ$ entre los solsticios de verano e invierno.
- Ángulo horario ω : Depende de la hora del día, y del huso horario con respecto al que se mide la hora. Varía en un círculo de 360° , centrado en el punto a analizar.

El resultado del modelo es la ubicación del Sol en coordenadas esféricas para un sistema de referencia ubicado en el lugar analizado.

En primer lugar se determina la hora solar media del lugar a estudiar. Para esto se toma la hora legal, y se corrige de acuerdo a la distancia entre el meridiano del lugar, y el meridiano que corresponde al huso horario. En Chile, dependiendo del cambio de hora, se consideran dos husos horarios. La hora oficial entre el segundo sábado de marzo y el segundo sábado de octubre se rige por la hora del meridiano 60° W. El resto del año rige la hora de verano, que corresponde a la hora del meridiano 45° W. Considerando la fecha del año, la hora solar media se calcula con la expresión 2.1:

$$Hr_solar_media = Hr_legal + \left(\frac{Long - Long_huso}{15^\circ} \right) \quad (2.1)$$

Donde:

Hr_solar_media: Hora solar media del lugar

Hr_legal: Hora oficial del lugar

Long: Longitud del lugar

Long_huso: Longitud del huso horario del lugar

A partir de la hora solar media se determina el ángulo horario ω tal como indica la expresión 2.2:

$$\omega = 15^\circ \cdot (Hr_solar_media - 12) \quad (2.2)$$

Con:

ω : Ángulo horario en grados sexagesimales.

La determinación de la declinación solar se hace usando la relación de Cooper [5]:

$$\delta = 23.45 \cdot \text{sen} \left(360 \cdot \left(\frac{284 + n}{365} \right) \right) \quad (2.3)$$

Donde:

δ : Declinación solar, en grados sexagesimales

n : Número de día, donde el primero de enero corresponde al día 1, y el 31 de diciembre es el día 365.

La altura solar h y el acimut γ se determinan a partir del modelo astronómico, usando las expresiones 2.4 y 2.5:

$$h = \arcsin(\sin(\phi) \cdot \sin(\delta) + \cos(\phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega)) \quad (2.4)$$

$$\gamma = \sin^{-1}\left(\frac{\cos(\delta) \cdot \sin(\omega)}{\cos(h)}\right) \quad (2.5)$$

En que:

δ : Declinación solar en grados sexagesimales

ω : Ángulo horario en grados sexagesimales

h : Ángulo de altura solar en grados sexagesimales

γ : Ángulo de acimut con respecto al sur en grados sexagesimales.

Una vez determinada la posición solar durante el día, es posible aplicar el modelo de Perrin de Brinchambaut para determinar la radiación directa e indirecta que llega a un plano paralelo al suelo [5]. Este modelo define correlaciones para la determinación de la radiación, en función de constantes empíricas que dependen de las condiciones atmosféricas. Las correlaciones se presentan en las expresiones 2.6 y 2.7:

$$I = A \cdot e^{\left(\frac{1}{B \cdot \sin(h+C)}\right)} \quad (2.6)$$

$$D = 125 \cdot K \cdot (\sin(h))^{0.4} \quad (2.7)$$

Con:

I : Radiación directa en W/m^2 .

D : Radiación difusa en W/m^2 .

h : Ángulo de altura solar en grados sexagesimales.

En la tabla 2.1 se especifican las constantes del modelo de Perrin de Brinchambaut. El norte de Chile tiene condiciones excepcionales de claridad celeste, debido a la escasa humedad que hay. Debido a esto, el modelo a aplicar será el de cielo limpio.

Constante	Cielo limpio	Cielo normal	Cielo contaminado
A [W/m ²]	1210	1230	1260
B	6	3,8	2,3
C [°]	1	1,6	3
K [W/m ²]	0,75	1	1,33

Tabla 2.1: Constantes de ajuste, para modelo de Perrin de Brinchambaut [5]

La radiación total está determinada por la suma de las proyecciones tal como se muestra en la figura 2.2. La expresión de la radiación total se muestra en la expresión 2.8:

$$G = I \cdot \sin(h + \theta) + D \quad (2.8)$$

Donde:

G : Radiación global en W/m²

θ : Ángulo del plano con respecto al suelo, en grados sexagesimales

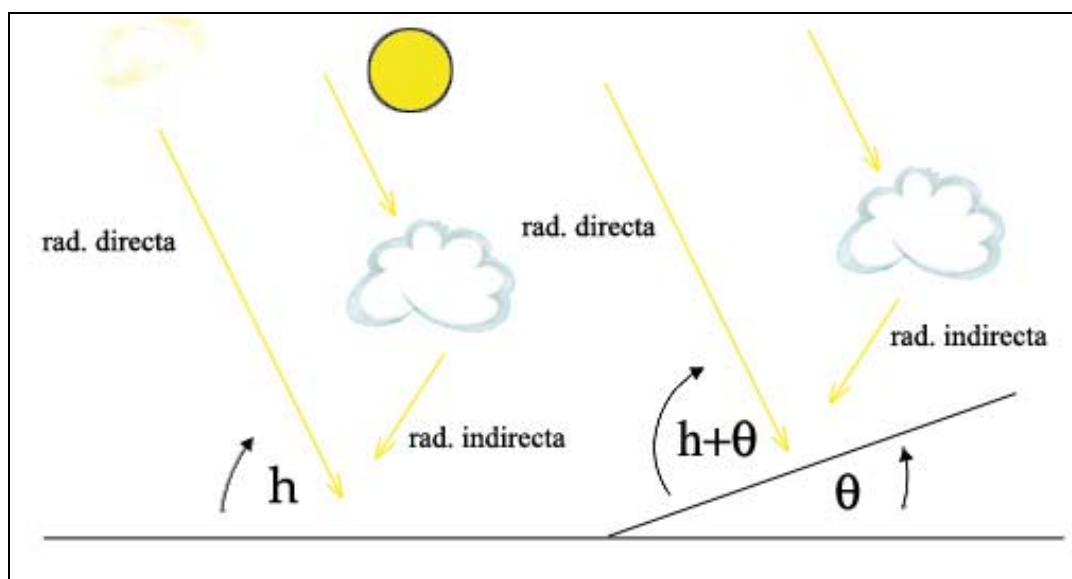


Figura 2.2: Incidencia de radiación directa e indirecta con respecto a un plano inclinado

De la ecuación 2.8 se desprende que la radiación global que incide en un plano depende del ángulo de inclinación de este con respecto a la superficie terrestre en ese punto. La radiación global alcanza un máximo cuando la suma de h y θ es 90° . En este caso se cumple la relación 2.9:

$$G = I + D \quad (2.9)$$

En las plantas termo solares de concentradores parabólicos se realiza seguimiento al Sol en un eje. Por tanto, se usará la expresión 2.9 para modelar la radiación solar. Con el fin de determinar la energía solar aprovechable por una planta termo solar de colectores parabólicos, no se considera el aporte de radiación indirecta.

Debido a la latitud favorable y a las extraordinarias condiciones de claridad celeste, el lugar más idóneo para la instalación de una planta solar en Chile se ubica entre las latitudes 19° Sur y 22° Sur. Esto corresponde al desierto de Atacama [5].

El modelo de radiación solar se implementa en lenguaje MATLAB. El código usado se encuentra en el anexo 1.

2.2 Tecnologías termo solares

2.2.1 Concentradores parabólicos

Los sistemas de concentradores solares parabólicos consisten en espejos cilindro-parabólicos, que concentran la radiación solar directa en un tubo receptor instalado en la línea focal del receptor, tal como se muestra en la figura 2.3. Al interior de este tubo circula un fluido de trabajo que se calienta debido a la radiación. La energía térmica del fluido se utiliza para alimentar un ciclo de vapor convencional. A través de una turbina de vapor se convierte el calor recibido en trabajo mecánico, que es transformado en energía eléctrica mediante un generador. El rango de temperaturas que alcanza el fluido térmico es entre 350 y 550°C [3].



Figura 2.3: Concentradores parabólicos en Plataforma Solar de Almería, España [6]

2.2.2 Torre concentradora central

Esta tecnología consiste en un concentrador central, ubicado sobre una torre. Alrededor de esta torre se ubican cientos de espejos móviles, llamados heliostatos, como se ve en la figura 2.4. Los espejos cambian su posición en función de la posición del Sol, de manera de dirigir la radiación solar hacia el concentrador. El calor recibido es transferido a un fluido de trabajo, y mediante un ciclo termodinámico se obtiene la energía necesaria para mover un generador eléctrico, y así producir electricidad [5]



Figura 2.4: Torre solar “Solar Two”, Barstow, California, EE.UU [3]

2.2.3 Concentrador solar Stirling

Los grupos concentradores Stirling consisten en módulos compuestos de un concentrador solar con forma de plato parabólico, tal como se muestra en la figura 2.5. Este concentra toda la radiación directa que recibe en un punto focal. En este punto hay un motor Stirling, el cual genera trabajo a partir de una diferencia de temperatura. Mediante un generador de corriente alterna se convierte este trabajo en energía eléctrica. Esta tecnología es la que posee la mayor eficiencia de conversión energética, de un 30,6% [7].

2.2.4 Reflectores lineales Fresnel

Los sistemas con reflectores lineales Fresnel (LFR por sus siglas en inglés) tienen un funcionamiento similar a los concentradores parabólicos. En lugar de tener espejos parabólicos concentrando la luz solar en el tubo receptor de calor, se usan espejos planos orientados hacia el tubo, tal como se muestra en la figura 2.6. Este método se basa en el comportamiento de los lentes tipo Fresnel [7].



Figura 2.5: Concentrador Parabólico EuroDish con motor-generador Stirling, Almería, España [8]



Figura 2.6: Reflectores Lineales Fresnel [9]

2.3 Centrales termo solares de concentradores parabólicos

2.3.1 Descripción de la tecnología

Las plantas termo solares de concentradores parabólicos son centrales de potencia, que generan electricidad a partir de calor a alta temperatura mediante una turbina a vapor. La diferencia entre estas y las centrales térmicas convencionales es que el calor es provisto por el Sol, mientras que en las plantas convencionales el calor lo entrega un combustible fósil. En el campo solar de las plantas de energía, se alinean concentradores parabólicos en filas paralelas extensas, concentrando la radiación solar alrededor de 80 veces en los tubos absorbentes. En estos tubos circula un fluido de trabajo, que puede ser agua o algún fluido especial. Dependiendo del tipo de fluido usado, este se calienta a una temperatura entre 300 y 400°C. En el caso de que el fluido sea agua, al calentarse se produce vapor de forma directa, el cual se expande en una turbina a vapor, siguiendo el ciclo Rankine de potencia, y así generando trabajo mecánico. En caso que sea algún fluido térmico, se genera vapor mediante un intercambiador de calor en que el fluido calienta agua, y luego el ciclo de trabajo es el mismo.

2.3.2 Colectores solares parabólicos

El colector solar parabólico es la unidad básica de recepción de energía desde el Sol. Cada colector consta de reflectores parabólicos, una estructura soportante metálica, tubo receptor y sistema independiente de seguimiento solar. En la línea focal del concentrador hay un tubo receptor en el que inciden los rayos del Sol, calentando el fluido térmico que circula a través de este. Para lograr la mayor eficiencia, los espejos deben tener una alta reflectividad óptica. Con este fin se utilizan espejos de vidrio con una reflectividad superior a 90%. El tubo receptor por el que circula el fluido térmico está contenido en un tubo de vidrio, con el fin de evitar las pérdidas de calor por convección con el ambiente. Los últimos desarrollos permiten tener tubos de vidrio con una transmitancia de 96.5% [10]. En tanto la absorptividad del tubo receptor es actualmente superior al 94% [10]. Generalmente los colectores parabólicos se orientan de norte a sur, y rotan sobre este eje siguiendo al Sol de este a oeste durante el día.

La tecnología dominante en el mercado corresponde al colector LS-3 [10]. Este diseño fue producido para las plantas de 80 MW ubicadas en California, EE.UU., tal como se observa en la figura 2.7. Los reflectores se producen con espejos de vidrio, moldeados a alta temperatura. Los espejos son fabricados de vidrio con bajo contenido de hierro, al que se recubre con una delgada capa de plata, cubierta por varias capas protectoras. Los espejos se montan a la estructura soportante a través de piezas cerámicas adheridas con un pegamento especial.

El tubo receptor es básicamente un tubo de acero de 70 mm de diámetro, rodeado por un tubo de vidrio. Entre ambos tubos se vacía el aire para minimizar la transferencia de calor por convección con el medioambiente, además de proteger el recubrimiento del tubo de acero. Para mantener el vacío en el tiempo, los tubos tienen sellos especialmente diseñados entre el metal y el vidrio. La presión existente en el espacio entre ambos tubos es cercana a 0,013 Pa [11].

Para minimizar la potencia requerida al girar los colectores sobre su eje de rotación, se sitúa este en el centro de masa de la estructura. La precisión de alineamiento con el Sol es de 0,1 grados [11]. El control de posición, temperatura de fluido térmico y diagnósticos de rutina se lleva a cabo independientemente en cada colector.

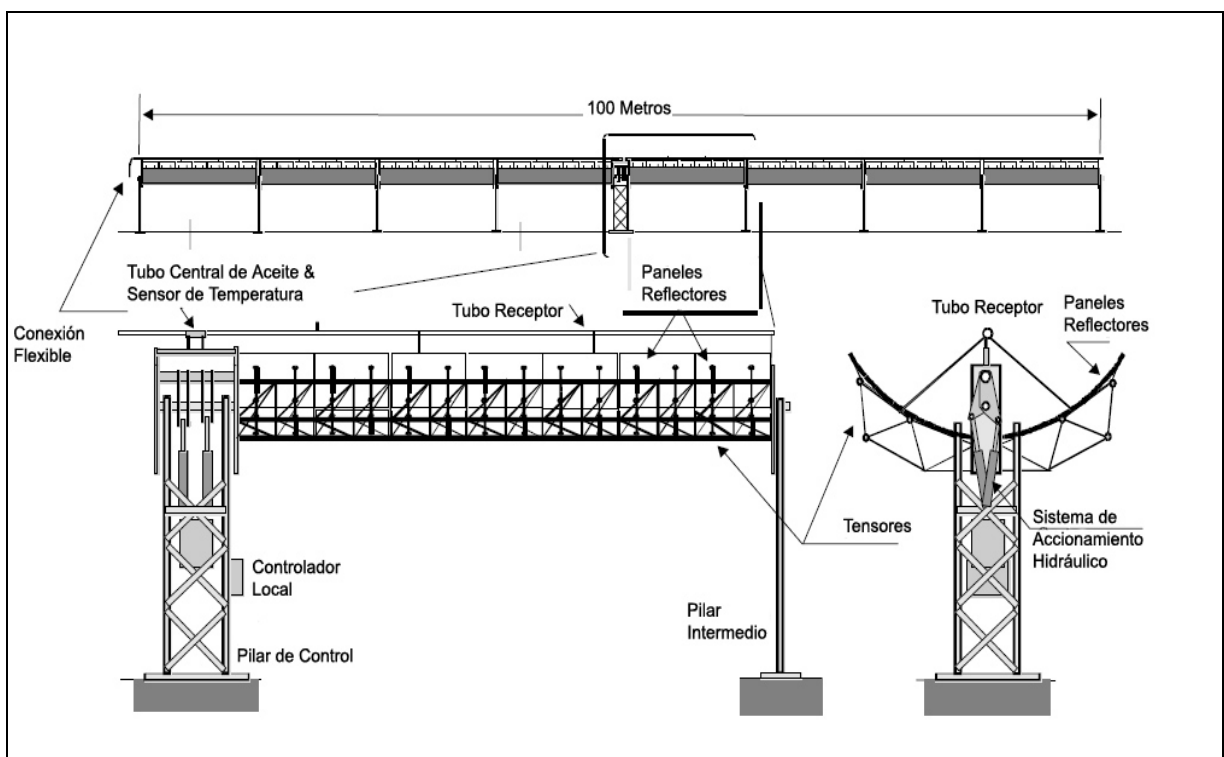


Figura 2.7: Detalle de colector solar LS-3 [12]

El colector LS-3 está diseñado para soportar vientos de hasta 40 km/h en operación normal, y hasta 56 km/h en operación con precisión reducida. La posición de espera de los colectores es orientados 30° bajo el horizonte hacia el este. Así, es capaz de soportar ráfagas de viento de hasta 113 km/h [11]. Las características principales del colector LS-3 se presentan en la tabla 2.2.

Característica	Valor
Superficie del colector	545 [m ²]
Apertura	5,77 [m]
Largo de un módulo	12,27 [m]
Largo Total	100 [m]
Número de módulos por colector	8
Diámetro del tubo absorbente	0,07 [m]
Concentración geométrica	82
Rendimiento óptico	80%
Distancia focal	1,71 [m]
Tipo de seguimiento del Sol	Hidráulico

Tabla 2.2: Datos técnicos de colector solar parabólico LS-3 [7]

2.3.3 Ciclo térmico de generación

El ciclo térmico usado se divide en dos etapas. En primer lugar hay un fluido térmico que circula en el campo de concentradores parabólicos. Este fluido es calentado por los rayos del Sol, almacenando energía térmica. Luego de aumentar su energía, el fluido pasa por un intercambiador de calor cerrado, donde entrega energía térmica al agua que circula por el intercambiador. Al ser calentada el agua, se produce vapor sobrecalentado. Este vapor circula en una turbina a vapor en un ciclo Rankine tradicional. Al expandirse, transforma la energía térmica en trabajo, el cual se aprovecha para mover un generador eléctrico, produciendo así electricidad. Este esquema es el usado en las plantas que han operado en forma comercial [7]. En la figura 2.8 se muestra el esquema de este ciclo.

Actualmente, se estudian dos ciclos térmicos alternativos a este esquema. El primero es el ciclo Rankine Orgánico, ORC por sus siglas en inglés¹. En los ciclos ORC se utilizan fluidos orgánicos (generalmente hidrocarburos obtenidos a partir de petróleo) reemplazando el agua en el campo de colectores solares. Los hidrocarburos en estudio son pentano, butano, n-hexano y Caloría HT-43 [7].

El fluido orgánico realiza un ciclo de potencia análogo al ciclo Rankine tradicional de vapor de agua. Es calentado hasta el punto de ebullición, generando vapor. Este vapor se expande al interior de una turbina, convirtiendo la energía térmica en trabajo. Los ciclos ORC son usados en plantas pequeñas, y cuando se tienen fuentes de calor de baja temperatura. [13].

¹ ORC: *Organic Rankine Cycle*

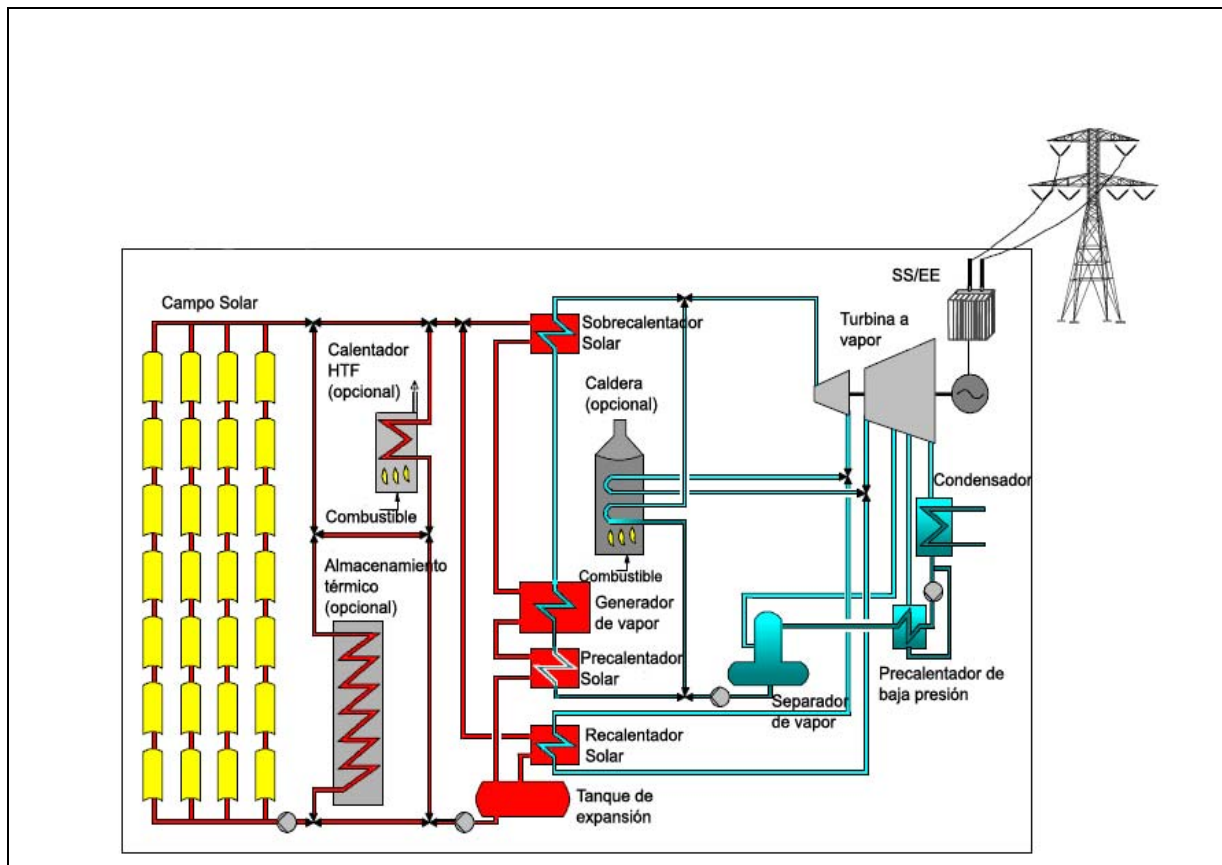


Figura 2.8: Diagrama de planta termo solar de colectores parabólicos con ciclo Rankine [12]

El segundo tipo de ciclo es un ciclo Rankine tradicional, usando vapor de agua generado directamente en los colectores. Se denomina DSG, por sus siglas en inglés², que significan Generación Directa de Vapor. Esta opción elimina el uso de aceite térmico en todo el proceso. El uso de la generación directa de vapor presenta algunos inconvenientes. La principal dificultad se produce debido a la estratificación del flujo en los tubos receptores de calor, separándose en agua y vapor de agua. El vapor de agua tiene una baja conductividad térmica, lo que produce que al calentarse el tubo, se tenga una diferencia de temperaturas en la sección transversal del tubo. Esto provoca torsiones mecánicas en la tubería [7].

Una alternativa en estudio actualmente es la operación en forma híbrida de colectores solares en plantas que funcionen con un ciclo Rankine de vapor alimentado por combustibles fósiles. Esta opción puede acelerar el desarrollo de proyectos solares en el corto plazo debido a que se reduce el riesgo del proyecto [10]. Así, esta opción se presenta como un paso gradual entre ambas tecnologías. El esquema con mayores perspectivas es el denominado sistema ISCC³, por las siglas en inglés de “Integración Solar con

² DSG: *Direct Steam Generation*

³ ISCC: *Integrated Solar/Combined Cycle*

Ciclo Combinado". Se basa en usar el calor recibido en un campo de colectores solares como suplemento al calor de desecho de los gases de escape de la turbina a gas del ciclo combinado, para así aumentar la generación de potencia en el ciclo Rankine de vapor. Los sistemas ISCC son proyectados para tener una capacidad solar equivalente de entre 30 y 40 MWe [14]. Este esquema es visto como una manera de introducir la tecnología de colectores parabólicos en el mercado de generación eléctrica mundial.

2.3.4 Almacenamiento de energía térmica

La potencia eléctrica de salida de una planta termo solar depende directamente de la influencia del clima y de la hora del día. Una alternativa para mitigar las variaciones o para seguir la demanda de punta del sistema es instalar un sistema de almacenamiento de energía térmica.

Esta opción permite almacenar energía para poder generar electricidad en forma posterior a su llegada al campo de colectores parabólicos. También se puede usar para suavizar la potencia de salida ante condiciones de nubosidad, que reducen la radiación solar recibida. Incluso, la operación de la planta se puede extender a períodos en que no existe radiación solar sin la necesidad de quemar algún combustible fósil. Una planta con sistema de almacenamiento térmico puede alcanzar factores de capacidad superiores al 50% [15].

En primer lugar están los sistemas de almacenamiento térmico para suavizar la salida de la planta. El objetivo de estos es suavizar los transitorios que se producen en la radiación solar recibida debido al paso de nubes en el cielo. Este fenómeno puede afectar significativamente la operación de una planta termo solar eléctrica. La eficiencia de la producción de electricidad se degrada con la insolación intermitente, principalmente debido a que la turbina operaría frecuentemente a carga parcial y además en modo transitorio. Si durante un periodo de tiempo corto se produce una situación de nubosidad, el flujo y las condiciones del vapor en la turbina se pueden degradar hasta forzar la detención de la turbina si no existe una fuente suplementaria de energía que permita subsanar la perturbación. Los sistemas de almacenamiento térmico que se diseñan con este fin requieren capacidades pequeñas de almacenamiento, máximo 1 hora de funcionamiento de la planta a plena capacidad.

El desplazamiento del periodo de generación de electricidad requiere el uso de una capacidad mayor de almacenamiento. Este desplazamiento se hace guardando una parte o toda la energía solar recibida durante el día, y se usa para generar energía eléctrica en períodos con mayor demanda eléctrica, o mayores costos marginales de generación. Con este diseño no se requiere necesariamente aumentar el área de colectores instalados. Los rangos típicos de almacenamiento son entre 3 y 6 horas de operación a plena carga [16].

Una de las principales metas al respecto es desarrollar un sistema de almacenamiento térmico que tenga un bajo riesgo de implementación en el corto plazo. La opción más desarrollada hoy en día es un sistema de almacenamiento térmico indirecto de dos tanques, uno de baja temperatura y el otro de alta temperatura. Estos almacenan una mezcla fluida de sales de nitrato. La temperatura nominal del tanque de baja temperatura es 290°C, mientras que la temperatura nominal del tanque de alta temperatura es de 385°C. Además se requiere un intercambiador de calor entre las sales y el aceite térmico, y bombas de circulación de las sales [15].

Cuando se almacena energía en el sistema, se transfiere calor desde el campo de colectores solares a través del aceite térmico a la mezcla de sales. Este se almacena en el tanque de alta temperatura. Cuando se requiere producir energía eléctrica a partir de la energía guardada, se invierte los flujos en el intercambiador de calor, y se transfiere la energía de la mezcla de sales al fluido térmico.

La mezcla de sales consiste en un 60% del peso en nitrato de sodio, y el restante 40% del peso en nitrato de potasio. Algunas ventajas de este medio son la alta densidad, baja reactividad química con otras especies, y su bajo costo [15].

Este esquema se encuentra siendo implementado en el proyecto Andasol de 50 MWe, en España.

2.3.5 Operación conectada a un sistema

En Chile existen varios sistemas eléctricos interconectados de diverso tamaño. Por un lado hay dos grandes sistemas interconectados: El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) contribuye con el 25% del consumo, y el Sistema Interconectado Central (SIC), que aporta cerca del 74% del consumo. Además, existen hacia el sur sistemas aislados más pequeños: El Sistema de Aysén (EDELAYSÉN), que tiene una capacidad instalada de 33.3 MW, constituyendo el 0.28% de la capacidad total instalada en Chile y que atiende alrededor de 20.000 clientes; y el Sistema de Magallanes en la XII región (EDEL MAG) que tiene una capacidad instalada de 65.2 MW. Está compuesto de tres subsistemas eléctricos, los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Porvenir. En total este sistema atiende a unos 46.000 clientes.

La operación de los sistemas interconectados en Chile sigue un modelo de tipo Pool obligatorio y despacho por costos auditados. Existe un organismo llamado Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) por cada sistema interconectado. Basado en los costos marginales de generación eléctrica de cada central, el CDEC realiza un despacho óptimo económico para cada periodo de una hora, con tal de satisfacer la demanda eléctrica, y cumplir con los parámetros de seguridad y calidad de servicio establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) [17].

El esquema de las plantas a ser analizadas no contempla almacenamiento de energía térmica. Por lo tanto, a medida que incide energía solar, existen dos alternativas: se convierte a energía eléctrica o no se usa. Así, desde un punto de vista de operación el comportamiento es similar a las centrales hidráulicas de pasada. Basta con que el costo marginal del sistema sea superior a los costos de operación y mantenimiento de la planta solar para que esta sea despachada. La central solar de colectores parabólicos sería despachada siempre que exista radiación solar disponible a ser convertida en energía eléctrica.

2.3.6 Operación aislada de la red

La optimización económica de sistemas termo solares de colectores parabólicos que usan un ciclo de vapor Rankine tiende a desarrollar plantas de gran tamaño, las que no son adecuadas para aplicaciones no conectadas a la red. Entre estas aplicaciones se puede destacar los sistemas de generación para comunidades rurales aisladas.

Aunque la experiencia en el mundo es aún incipiente (Planta APS Saguaro, Tucson, EE.UU.), se ha investigado acerca de desarrollar centrales termo solares pequeñas, del orden de 1 MWe, usando un ciclo Rankine Orgánico (ORC). Si bien no se tiene mucha información sobre ciclos ORC integrados con colectores solares parabólicos, cientos de MW de sistemas ORC han sido instalados en el mundo, en aplicaciones cuyo recurso térmico es de baja temperatura. Entre estas cabe mencionar la recuperación de calor de desecho y aplicaciones geotérmicas [18].

El sistema de colectores parabólicos es el mismo usado en sistemas de vapor. Debido a las menores temperaturas de trabajo, es posible usar elementos colectores de calor sin despresurización, y no tener pérdidas de calor significativas.

Es posible integrar sistemas de almacenamiento energético con el fin de que estas plantas tengan capacidad de generación las 24 horas del día. Este almacenamiento puede ser del tipo térmico, almacenamiento en baterías electroquímicas, etc.

2.3.7 Experiencia en el mundo

El primer sistema de colectores parabólicos fue instalado el año 1912 cerca de El Cairo, Egipto. Este generaba vapor el cual movía una bomba de 73 kW de potencia, la que bombeaba 2000 m³/h de agua para

riego agrícola. En ese entonces esta planta era competitiva con las plantas que funcionaban usando carbón como combustible. [3]

Hoy en día, las plantas de colectores solares parabólicos representan la tecnología termo solar más madura en el mundo. Esto se debe principalmente a la operación de nueve plantas de energía solar a escala comercial. La primera de estas ha estado en operación en el Desierto de Mojave, en California, EE.UU. desde 1984 (SEGS I). Estas plantas operan diariamente. Sus potencia de salida oscilan entre 14 y 80 MW. La potencia total de las plantas de colectores parabólicos instaladas en California alcanza los 354 MW, que equivale a alrededor de 2 millones de m² de área de colectores. Cada año despachan entre 800 y 900 millones de kWh de electricidad a la red eléctrica de California, superando una producción acumulada de 9 TWh [3]. Tales plantas son conocidas como SEGS. En la tabla 2.3 se presentan datos técnicos de las nueve plantas antes mencionadas, además de dos nuevas plantas construidas también en EE.UU.

Nombre de la planta	Primer Año de Operación	Potencia Neta de salida (MWe)	Temperatura de Salida de vapor (°C)	Área del Campo Solar (m ²)	Eficiencia Solar Turbina (%)	Ciclo de Generación	Sistema de Generación Auxiliar
Nevada Solar One	2007	64	390	357.200	37,6	100 bar, Recalentador	Ninguno
APS Saguaro	2006	1	300	10.340	20,7	Rankine Orgánico	Ninguno
SEGS IX	1991	80	390	483.960	37,6	100 bar, Recalentador	Calentador HTF
SEGS VIII	1990	80	390	464.340	37,6	100 bar, Recalentador	Calentador HTF
SEGS VI	1989	30	390	188.000	37,5	100 bar, Recalentador	Caldera a gas
SEGS VII	1989	30	390	194.280	37,5	100 bar, Recalentador	Caldera a gas
SEGS V	1988	30	349	250.500	30,6	40 bar, vapor	Caldera a gas
SEGS III	1987	30	349	230.300	30,6	40 bar, vapor	Caldera a gas
SEGS IV	1987	30	349	230.300	30,6	40 bar, vapor	Caldera a gas
SEGS II	1986	30	316	190.338	29,4	40 bar, vapor	Caldera a gas
SEGS I	1985	13,8	307	82.960	31,5	40 bar, vapor	Almacenamiento Térmico 3 horas

Tabla 2.3: Plantas de concentradores solares parabólicos en Estados Unidos [19]

Entre el año 1991 y el año 2006 no se construyeron más plantas termo solares de colectores parabólicos en EE.UU. Esto se debe a muchos factores, aunque el problema principal fue que el costo de la tecnología era muy elevado para competir en el mercado [20]. A pesar de este hecho, el rendimiento de estas plantas ha mejorado de manera continua. Por ejemplo, el complejo ubicado en California ha alcanzado un 30% de reducción en los costos de operación y mantenimiento durante los últimos 5 años. Además se suma el hecho de que las compañías que manufacturan componentes para la tecnología de concentradores solares parabólicos han hecho avances significativos en el mejoramiento de los tubos de absorción, en el conocimiento del proceso técnico y de la integración de sistemas.

Además de EE.UU. hay varios países interesados en desarrollar esta tecnología. Estos se presentan en la figura 2.9. En el anexo 2 se detallan los distintos proyectos en desarrollo en el mundo.

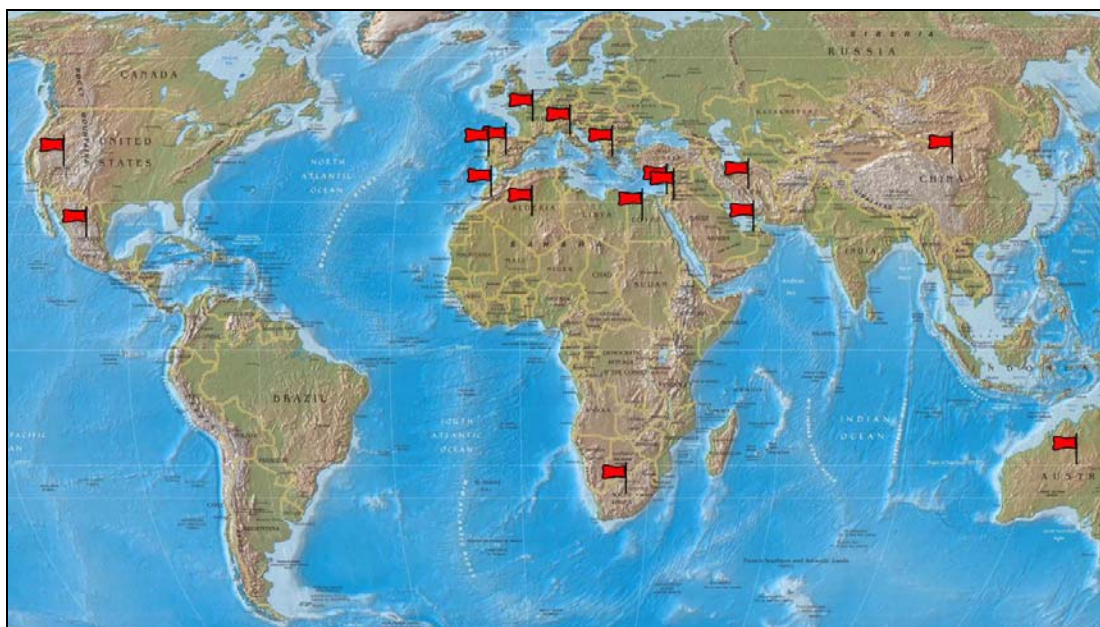


Figura 2.9: Desarrollo de proyectos termo solares de colectores parabólicos en el mundo, junio 2008 [21]

El Banco Mundial ha identificado el calentamiento global como un asunto importante en cuanto a la pobreza y a la seguridad en la Tierra. Las proyecciones indican que a pesar que las emisiones antropogénicas de GEI⁴ que han contribuido al calentamiento global han sido provocadas históricamente por los países industrializados, en el futuro la mayor parte de estas provendrá de países en desarrollo, como India y China [26]. A través del Fondo Global para el Medioambiente, GEF⁵, el Banco Mundial apoya el desarrollo de tecnologías limpias que tienen bajas emisiones de GEI, y tiene como objetivo el incremento

⁴ GEI: Gases de Efecto Invernadero

⁵ GEF: *Global Environment Facility*

de la participación en el mercado de dichos desarrollos. Es en este contexto que el año 1996, el Panel de Consultores Técnicos y Científicos de GEF recomendó la tecnología termo solar de energía como una de las tecnologías renovables con mayor potencial de reducción de costos y que tendría una gran demanda en los países que se encuentran en el cinturón solar del globo. Así, la tecnología de colectores solares fue definida como la opción menos costosa de convertir la radiación solar en energía eléctrica, debido a su operación técnica y comercialmente probada en las plantas SEGS de California desde la década de los '80.

A la fecha, cuatro proyectos de colectores solares parabólicos han ingresado al portafolio de GEF, en Egipto, India, México y Marruecos. El total de los fondos aprobados por GEF es de USD 194.2 millones [26].

2.4 El mercado eléctrico chileno

2.4.1 Legislación chilena y negocio de generación eléctrica

El cuerpo legal que norma los servicios eléctricos es la Ley General de Servicios Eléctricos, D.F.L. N° 4 de 2006 [17]. En dicha ley se detallan las condiciones a las que están sujetos los distintos actores del sistema eléctrico. Los aspectos más relevantes en relación al presente trabajo se pueden resumir en el párrafo siguiente.

- No se necesita pedir concesión para realizar una planta termo solar.
- Si la planta inyecta una potencia inferior a 20 kW está exceptuada del total o de una porción de peajes de inyección al sistema.
- La operación de la central conectada al SING debe ser coordinada por el CDEC.
- Las transferencias de energía resultantes de la coordinación efectuada por el CDEC se valorizan a costo marginal; así como las transferencias de potencia resultantes de la misma se valorizan al precio de nudo de la potencia.

En el anexo 3 se abordan estos puntos con mayor detalle.

Chile es pionero a nivel mundial en materia de introducir competencia en el sector de generación eléctrica. El sector de generación eléctrica presenta un mercado competitivo con múltiples tecnologías basadas en fuentes renovables y no renovables. El negocio de generación eléctrica en Chile se basa en un mercado de contratos a largo plazo. Se distinguen las siguientes características:

- Obligación de la demanda a estar 100% contratada. Esto considera a los clientes libres, y a las distribuidoras de energía eléctrica.
- Contratos son de tipo financiero.
- Clientes libres y compañías distribuidoras contratan directamente con empresas generadoras.

El CDEC respectivo en cada sistema realiza el despacho de las centrales generadoras por orden de mérito de acuerdo a sus costos marginales. Así el despacho es óptimo desde un punto de vista económico. La operación de las centrales es independiente de los contratos bilaterales financieros. Luego del despacho se realizan los ajustes spot entre generadores. Estas transacciones se realizan según los costos marginales de energía y potencia. La necesidad de realizar los ajustes spot entre generadores surge para hacer calzar las posiciones de largo plazo de los contratos bilaterales con el despacho a mínimo costo para el sistema en su conjunto.

A nivel de clientes, estos se clasifican en dos grupos. Aquellos que tienen una demanda de potencia menor a 2 MW son regulados, y se conectan a través de las distribuidoras eléctricas. La energía se transa a precio de nudo más un valor agregado de distribución. En caso que la demanda de potencia sea mayor a 2 MW el cliente se denomina libre, y los precios son negociados entre partes. Los clientes libres pueden conectarse directamente al sistema de transmisión, o a través de las redes de distribución. Los clientes libres generalmente corresponden a consumos mineros, grandes industrias y grandes clientes que se encuentran dentro de las redes de distribución. Si el cliente se encuentra dentro de la red de distribución, y tiene una demanda de potencia entre 500 kW y 2 MW, puede escoger entre régimen libre o regulado cada cuatro años. En la figura 2.10 se ven las relaciones entre los actores que componen el negocio eléctrico.

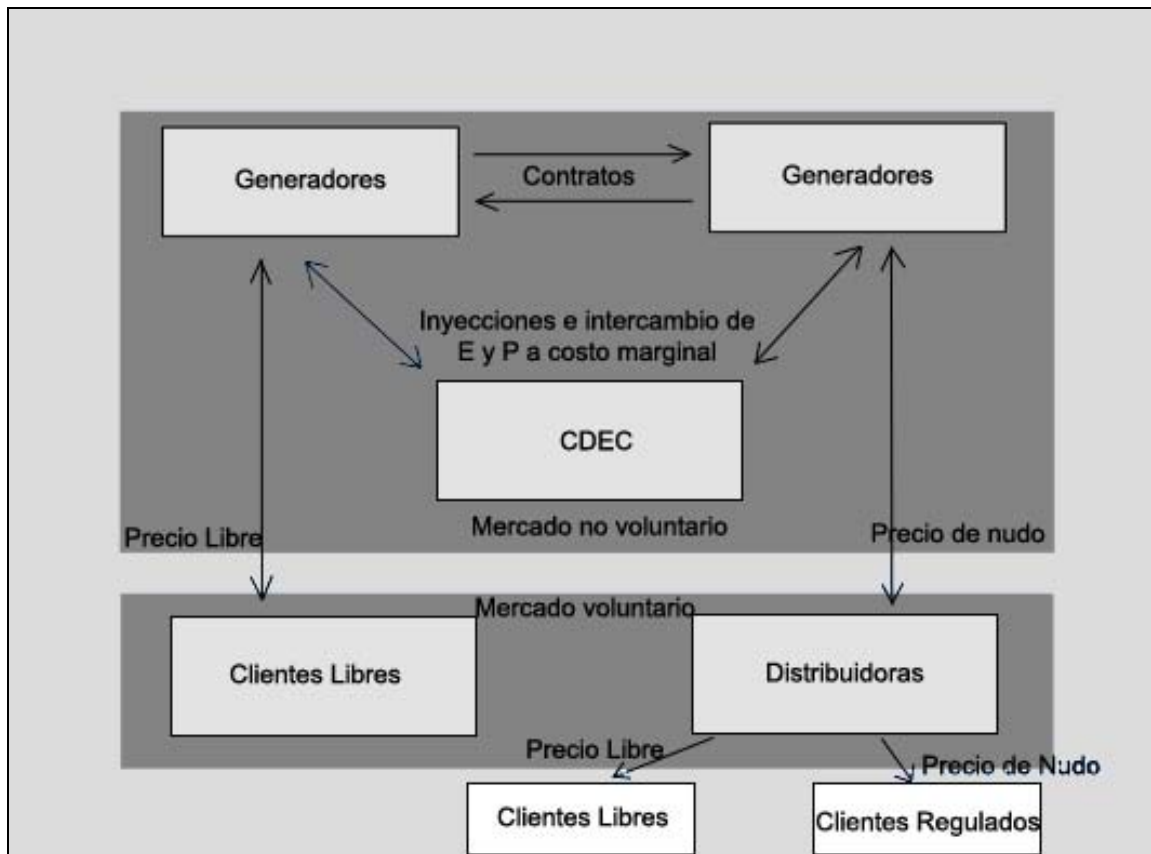


Figura 2.10: Relación entre actores del negocio eléctrico.

Los ingresos principales de un generador eléctrico se componen de dos partes: la venta de energía y el pago por potencia. Se asumirá en el presente trabajo que el ingreso por concepto de venta de energía se hará al costo marginal promedio del sistema.

El ingreso por potencia firme nace de aplicar la teoría económica marginalista al sector de generación eléctrica. En el anexo 4 se presenta el desarrollo que justifica este ingreso.

Capítulo 3

Mercado mundial del carbono y mecanismo de desarrollo limpio

3.1 Cambio climático

El clima de la Tierra se sostiene en un delicado equilibrio, proveniente del balance de energía que recibe del Sol y aquella que es reflejada hacia el espacio. Aproximadamente un 30% de la radiación solar que incide en el planeta es reflejado de forma inmediata por la atmósfera y la superficie terrestre [18]. El porcentaje restante ingresa a la atmósfera, siendo absorbida por la Tierra. Esto produce la atmósfera y el suelo se calienta. Producto de esto se producen circulaciones de masas de aire y de agua en los océanos, siendo redistribuida la energía. Finalmente una fracción de la energía recibida es emitida de vuelta al espacio en forma de radiación infrarroja, debido a la temperatura del globo.

Cuando existen cambios en el balance energético, el clima del planeta puede experimentar variaciones. En particular un factor que altera el balance energético es el Efecto Invernadero. La atmósfera contiene pequeñas cantidades de gases conocidos como Gases de Efecto Invernadero (GEI). Estos gases absorben parte de las emisiones electromagnéticas de la Tierra en la banda infrarroja, lo que provoca un aumento de la temperatura en la superficie del globo.

Cabe destacar que el Efecto Invernadero no es nuevo, sino que ha existido en la atmósfera durante millones de años. Este ha operado debido a los llamados GEI naturales: vapor de agua, metano, dióxido de carbono, óxido nitroso y ozono. Este efecto ha permitido que la temperatura promedio del planeta aumente unos 30°C, permitiendo la vida tal como la conocemos [18].

Debido a la revolución industrial, ocurrida hace unos 200 años, la emisión de los GEI naturales ha aumentado notablemente. A esto se suma que, debido a la actividad del ser humano, han sido producidos compuestos químicos artificiales, que tienen un gran potencial de calentamiento global.

3.2 Protocolo de Kyoto

Consiste en un instrumento legal adoptado por la CMNUCC⁶ en el que se fijan metas para la reducción de emisiones de GEI. La CMNUCC se establece en 1992 durante la Cumbre Mundial de Desarrollo Sostenible de Río de Janeiro. Esta divide a los países del mundo en dos categorías, los países Anexo I que corresponden a los países industrializados; y los países No Anexo I que son los países en desarrollo, entre estos Chile [18]. Las metas de reducción se han establecido inicialmente para el periodo 2008-2012. Estas metas solamente son válidas para los países Anexo I. El objetivo es alcanzar una reducción de 5.2% en las emisiones de GEI de estos países respecto de lo que emitieron en 1990

El protocolo de Kyoto establece 3 mecanismos de ayuda para que los países firmantes puedan alcanzar las metas de reducción de emisiones:

- Comercio de emisiones
- Implementación Conjunta
- Mecanismo de desarrollo limpio

Los dos primeros mecanismos indicados sólo son implementables entre países Anexo I, mientras que el tercer mecanismo permite realizar transacciones entre estos y los países No Anexo I.

3.3 Mecanismo de desarrollo limpio

El mecanismo de desarrollo limpio (MDL) es una forma de realizar transacciones entre países desarrollados y países en desarrollo en el marco del Protocolo de Kyoto. Consiste en que los países Anexo I pueden acreditar reducciones de emisiones llevadas a cabo a través de proyectos en países No Anexo I como si fueran en territorio propio. El MDL se encuentra definido en el artículo 12 del Protocolo de Kyoto [22]. Los proyectos del MDL se dividen en 3 grupos:

- Proyectos regulares o de gran escala
- Proyectos de pequeña escala
- Proyectos de forestación y reforestación

⁶ CMNUCC: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

Los proyectos MDL deben cumplir con una serie de condiciones [18]:

- Reducir efectivamente algún GEI indicado en el Anexo A del Protocolo de Kyoto. Estos son: Dióxido de Carbono, Metano, Óxido Nitroso, Hidrofluorocarbonos, Perfluorocarbonos y Hexafluoruro de Azufre [22].
- Participación voluntaria de las partes
- Adicionalidad del proyecto. Esto quiere decir que la reducción de emisiones de GEI de origen antropogénico sea superior a la que ocurriría en caso de que dicho proyecto no se realice.
- Debe demostrar una reducción medible y de largo plazo de las emisiones de GEI.
- Debe contribuir al desarrollo sustentable del país
- Debe ser desarrollado en un país que haya ratificado el Protocolo de Kyoto. Además el país debe tener una Autoridad Nacional Designada para el MDL. En Chile esta corresponde al Consejo Directivo de la CONAMA⁷

Existen documentos denominados Metodologías de Línea Base, que indican los procedimientos que se deben seguir para definir los límites de un proyecto MDL, calcular la reducción de emisiones del mismo y demostrar la adicionalidad. Las metodologías que pueden ser usadas son aquellas que han sido aprobadas por la Junta Ejecutiva del MDL. Complementariamente a este documento existe otro llamado Metodología de Monitoreo que indica la información relevante que debe recolectarse para el desarrollo de la Metodología de Línea Base.

Para el caso de proyectos de energía limpia en Chile existe una metodología específica, clasificada con el código AM0026, cuyo título es “*Methodology for zero-emissions grid-connected electricity generation from renewable sources in Chile or in countries with merit order based dispatch grid*” [23]. El proyecto estudiado en este trabajo cae en la categoría especificada en este documento, por lo que será utilizado en el presente estudio.

3.4 Mercado del carbono

El Mercado del Carbono es el sistema de intercambio comercial mediante el que los gobiernos, empresas o personas pueden comprar o vender reducciones de emisiones de GEI. Este mercado se basa en dos supuestos [18]:

⁷ CONAMA: Comisión Nacional del Medioambiente.

- El efecto global de evitar emisiones de GEI es el mismo, independiente de la zona del planeta en que se lleven a cabo. Esto permite realizar transacciones entre países distantes.
- No es tan importante si las emisiones se evitan hoy o en unos años. Esto se debe al largo período de permanencia de los GEI en la atmósfera, por lo que ambientalmente el efecto es similar, siempre que la emisión sea realmente evitada.

El Mercado del Carbono considera dos tipos de transacciones: las transacciones basadas en proyectos; y el comercio de derechos de emisión. El primer mecanismo es el que se puede implementar en conjunto con países en desarrollo. Básicamente se transan reducciones de emisiones debidas al proyecto, las que son medibles. Estas pueden ser reducciones a futuro, en cuyo caso se incluyen distintos tipos de riesgo, como por ejemplo que la reducción de las emisiones sea menor a la esperada, que el proyecto no se lleve a cabo, etc. Cuando las certificaciones se han emitido, significa que las reducciones se han efectuado, lo que implica que el bien transado tiene un riesgo menor, y por lo tanto alcanza un valor superior [18].

Las reducciones certificadas de emisiones son conocidas como CERs⁸, o también como Bonos de Carbono. Los GEI son medidos en toneladas de dióxido de carbono (CO₂) equivalentes. Para esto se considera su potencial de calentamiento global. En la tabla 3.1 se presentan las equivalencias de una tonelada de emisiones de distintos GEI en toneladas de CO₂.

Gases de Efecto Invernadero (GEI)		Equivalencia en CO ₂
Dióxido de Carbono	CO ₂	1
Metano	CH ₄	21
Óxido Nitroso	N ₂ O	310
Hidrofluorocarbonos	HFC	740
Perfluorocarbonos	PFC	1300
Hexafluoruro de Azufre	SF ₆	23900

Tabla 3.1: Potencial de calentamiento global de gases GEI [18]

Para obtener certificados de emisiones se deben seguir una serie de pasos administrativos. La Comisión Nacional de Energía elaboró un documento llamado “Guía del Mecanismo de Desarrollo Limpio para Proyectos del Sector Energía en Chile” [18], en el que se detalla el proceso. En el anexo 5 se presenta un resumen de este.

⁸ CER: “Certified Emission Reductions”, reducciones certificadas de emisiones.

3.4.1 Cálculo de reducción de emisiones

La actividad relacionada con el proyecto reduce emisiones de CO₂ a través de la sustitución de generación de potencia producida por las centrales existentes conectadas a la red y por aquellas que se conecten adicionalmente al sistema en el futuro. La reducción de emisiones debida al proyecto durante un año se calcula con la expresión 3.1:

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y \quad (3.1)$$

Donde:

ER_y : Reducción de emisiones debidas al proyecto durante el año “y” en tons de CO₂.

BE_y : Diferencia entre la reducción de emisiones en el año “y” con respecto al caso base en tons de CO₂.

PE_y : Emisiones del proyecto en el año “y” en tons de CO₂.

L_y : Emisiones generadas por la actividad anexa al proyecto en el año “y” en tons de CO₂.

En una planta solar, el término PE es nulo, ya que no existen emisiones de GEI. El término L_y se puede despreciar para realizar una evaluación primaria. Así, el cálculo de reducción de emisiones se expresa en la ecuación 3.2 [23]:

$$ER_y = BE_y \quad (3.2)$$

El caso base considera el siguiente supuesto: la alternativa que tiene el sistema eléctrico a generar electricidad a partir de energía solar es producir esta con las plantas existentes antes de la introducción de tecnología solar. Así, las emisiones del caso base se calculan de acuerdo a la expresión 3.3:

$$BE_y = EF_y \cdot Generación_y \quad (3.3)$$

Donde:

EF_y : Factor de emisiones de línea base, en ton CO₂/MWh.

$Generación_y$: Electricidad generada por el proyecto propuesto para el MDL en el año “y”, en MWh.

El factor de emisiones se calcula considerando dos factores de emisión: el factor de emisión del margen de operación y el factor de emisión del margen de construcción, de acuerdo a la expresión 3.4:

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM} \quad (3.4)$$

Con:

$EF_{OM,y}$: Factor de emisión de margen de operación, en tons de CO₂/MWh

w_{OM} : Ponderación para factor de emisión de margen de operación

EF_{BM} : Factor de emisión del margen de construcción, en tons de CO₂/MWh

w_{BM} : Ponderación para factor de emisión de margen de construcción

El factor de emisión del margen de operación se determina ponderando el factor de emisiones de cada central por la energía generada. Con el fin de simplificar el cálculo, se estimará las emisiones de cada central a partir de su energético primario. La tabla 3.2 muestra las emisiones equivalentes de los combustibles usados en el SING.

Energético	Ton CO ₂ /MWh
Gas	0,469
Carbón	0,974
Diesel	0,726

Tabla 3.2: Emisiones equivalentes de combustibles primarios [5]

La tabla 3.3 muestra el desglose de las emisiones de las centrales generadoras del SING por tipo de combustible primario usado. Se puede ver que el porcentaje de energía generado con gas natural es menor al 10%. Esta es la situación actual debido al problema de abastecimiento de gas natural argentino [24].

Tipo de Central	Porcentaje energía generada
Diesel	30,70%
Carbón	59,00%
Gas	9,80%
Hidro	0,50%

Tabla 3.3: Participación en energía generada año 2008 en SING por tipo de combustible [25]

Usando esta información se puede obtener el factor de emisión del margen de operación. El cálculo de este se muestra en la tabla 3.4. Se puede ver dicho factor se acerca al factor de emisión de las centrales a carbón, debido a que la generación en el SING hoy en día se efectúa principalmente a partir de este energético primario.

El factor de emisión del margen de construcción se calcula considerando las últimas centrales que se conectaron al sistema. La tabla 3.5 muestra la generación eléctrica de las centrales de conexión más reciente al SING. Existen dos criterios para determinar las centrales a usar para la estimación:

- Considerar las últimas cinco centrales agregadas al sistema y calcular la energía generada por estas.
- Calcular el 20% de la energía generada el último año y tomar en cuenta las últimas centrales que se hayan puesto en operación hasta que se sume dicha generación anual.

Tipo de Central	Porcentaje energía generada	Emisiones por tecnología ton CO ₂ /MWh	Factor de emisión de margen de operación
Diesel	30,70%	0,726	0,222882
Carbón	59,00%	0,974	0,57466
Gas	9,80%	0,469	0,045962
Hidro	0,50%	0	0
TOTAL	100%		0,843504
Índice Ton CO ₂ /MWh			0,843504

Tabla 3.4: Cálculo de factor de emisión de margen de operación

Central	Unidad	Año de ingreso	Potencia Bruta Total [MW]	Combustible	Energía generada [GWh]
Termoeléctrica Tarapacá	CTTAR	1999	158	Carbón	975,48
				Diesel	5,56
Atacama	CC1	1999	395,9	Diesel	2195,23
				Gas	25,81
				CC2	1999
				Gas	19,63
Termoeléctrica Mejillones	CTM3	2000	250,75	Diesel	771,9
Termoeléctrica Tocopilla	U16	2001	400	Diesel	85,55
				Gas	257,65
Termoeléctrica Norgener	ZOFRI 1-6	2007	0,9	Diesel	2,12
	ZOFRI 2-5	2007	5,16	Diesel	10,72
TOTAL					4845,17

Tabla 3.5: Generación de centrales mas recientes en SING, 2008

Se debe usar el criterio que considere la mayor cantidad de energía generada. De acuerdo con las estadísticas del CDEC-SING, al día 9 de diciembre de 2008, la energía total generada el año 2008 en el sistema es 13359.9 GWh. El 20% de esta cantidad corresponde a 2672 GWh.

La tabla 3.6 detalla el cálculo del factor de emisión de margen de construcción. Dado que hoy en día las centrales de ciclo combinado se encuentran funcionando a partir de Diesel, y que este es el tipo de las centrales más recientes en el sistema, el factor de emisión de margen de construcción es cercano al factor de emisión de las centrales tipo Diesel.

Tipo de Central	Porcentaje de Energía Generada	Emisiones ton CO ₂ /MWh	Factor de emisión de margen de construcción
Diesel	73,61%	0,726	0,534419143
Gas	6,26%	0,469	0,029338333
Carbón	20,13%	0,974	0,196095807
TOTAL	100%		0,759853283
Índice Ton CO ₂ /MWh			0,759853

Tabla 3.6: Cálculo de factor de emisión de margen de construcción

Las ponderaciones típicas para los factores de emisión y operación en proyectos eólicos y solares son de $w_{OM} = 0.75$, y $w_{BM} = 0.25$. Por lo tanto el cálculo del factor de emisiones del sistema es el siguiente:

$$EF_y = 0.75 \cdot 0.8435 + 0.25 \cdot 0.7599 = 0.8226 \quad (3.5)$$

Por lo tanto, para un proyecto solar a desarrollar en el SING, la reducción anual de emisiones de GEI estimada a partir de datos de generación de 2008 es:

$$ER_y = 0.8226 \cdot G_y \quad (3.6)$$

Es interesante comparar este resultado con el cálculo obtenido por De La Castilleja [5], a partir de datos de generación de 2006. En ese caso el factor de emisiones del sistema es 0.658. Se puede concluir que las emisiones de GEI del SING por unidad de energía generada el año 2008 son mayores que las del año 2006. Esto se debe al mayor uso de Diesel en centrales que antes generaban con gas natural, hoy no disponible.

El resultado de ER_y indica el número de CERs que se pueden comercializar. Un proyecto puede generar CERs durante todo el período de acreditación. El titular de un proyecto puede elegir entre dos alternativas de período de acreditación:

- Período de acreditación de 10 años, sin renovación
- Período de 7 años, con posibilidad de renovarlo hasta 2 veces y completar un máximo de 21 años. Cada renovación estará sujeta al chequeo de si se mantiene la adicionalidad del proyecto, así como se revisará la Línea Base con las que se calculan las emisiones GEI atribuibles al proyecto [23].

Debido a la actual crisis financiera mundial, muchas empresas están deshaciéndose de sus bonos de carbono para obtener liquidez, lo que ha generado una sobreoferta en el mercado mundial de carbono. El precio actual de los CER oscila en torno a los 12 Euro. Al ser un valor conservador, se usará para el análisis económico. La equivalencia en dólares es 15.38 USD/CER (1 Dólar = 0.78 Euro).

Capítulo 4

Caracterización técnico económica

4.1 Definición de proyectos a considerar en el estudio

Se considera una planta termo solar de colectores parabólicos, sin almacenamiento térmico. Se evalúan las siguientes capacidades nominales de generación:

1. 50 MWe
2. 100 MWe
3. 150 MWe
4. 200 MWe

La ubicación es la primera región, en las cercanías de la barra Lagunas.

4.2 Caracterización de la planta

4.2.1 Caracterización del ciclo térmico

El ciclo térmico a implementar es un ciclo Rankine de vapor en la turbina mientras que en los concentradores circula como fluido de transferencia de calor un aceite térmico sintético (Therminol VP-1). Entre ambas etapas se encuentra un intercambiador de calor cerrado. El criterio usado en esta elección es que este ciclo se encuentra en operación comercial en las plantas de colectores parabólicos SEGS ubicadas en el desierto de Mojave, California, que en total suman 354 MW de potencia instalada, y tienen más de 20 años de funcionamiento, mientras que los ciclos alternativos ORC y DSG se encuentran aún en fase de investigación [7].

4.2.2 Tamaño óptimo de planta

La primera planta termo solar de concentradores parabólicos que se construyó en California fue SEGS I con una potencia eléctrica de salida de 13.8 MWe, y entró en operaciones el año 1985. Luego se implementaron las plantas SEGS II a SEGS VII entre los años 1986 y 1989. Todas estas tienen una potencia de salida de 30 MWe. Esto, debido a que cuando ocurrió la crisis del petróleo de la década de

1970, el gobierno de EE.UU. impuso políticas de desarrollo de energías alternativas. Una de estas políticas es el acta federal PURPA (“Public Utility Regulatory Policies Act”) que básicamente obligaba a comprar electricidad generada con energías alternativas tales como eólica, solar, biomasa, etc. A pesar de ser una ley federal en EE.UU., la implementación fue dejada en manos de cada estado. En este contexto, el estado de California fue el que implementó tal acta de manera más agresiva [28]. Cuando fue formulada el acta, se puso un límite superior de potencia de 30 MWe a los productores con el fin de acogerse a los beneficios. La compañía LUZ, que construyó estas plantas termo solares pudo constatar las economías de escala que se producían al aumentar el tamaño de las plantas. Es por esto que las plantas SEGS II a SEGS VII están en el límite que estipulaba PURPA. Después de un intenso lobby en Washington, se logró que el límite fuera aumentado a 80 MWe. Así, las plantas SEGS VIII y SEGS IX, construidas entre 1990 y 1991 tienen una potencia de salida de 80 MWe. En estas plantas, el costo de la energía disminuyó en alrededor de un tercio [20].

No se construyeron plantas mayores a 80 MWe debido a que la compañía LUZ tuvo problemas financieros y quebró. Así, no se pudo constatar economías de escala mayores en plantas más grandes. Sin embargo se estima que para plantas que usan un fluido de transporte térmico orgánico (como Therminol) y que cuentan con almacenamiento térmico, se alcanza un óptimo económico alrededor de un tamaño de 200 MWe. La eficiencia del ciclo Rankine alcanza un límite asintótico de cerca de 38%, lo que implica que plantas más grandes no ofrecen más reducciones en el costo de capital por unidad [29].

Si no cuenta con almacenamiento térmico, el óptimo económico se encuentra alrededor de los 250 MWe. A esta capacidad se han realizado todas las economías de escala en el sistema de fluido de transporte térmico, y la eficiencia del ciclo Rankine ha alcanzado su valor pico [29].

En el caso en que se usan fluidos inorgánicos como fluidos de transporte térmico se alcanzan mayores temperaturas en los colectores. Esto sumado a la disponibilidad de sistemas de almacenamiento térmico directo de dos tanques, reduce considerablemente el volumen de fluido que circula y debe ser almacenado. Debido a esto, la capacidad de planta a la cual ya no se pueden seguir obteniendo economías de escala deberá ser mayor que en las plantas que usan Therminol. Aunque no hay estudios concluyentes, se estima que el límite superior del tamaño de planta puede estar en el rango de 250 a 300 MWe para plantas con almacenamiento térmico, y quizás 350 MWe para plantas sin almacenamiento térmico [29].

4.2.3 Ubicación geográfica

La planta estará conectada al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). La zona que presenta mejores características de radiación solar es la II región de Antofagasta. Además la central se debe ubicar en las cercanías de una barra de alto consumo eléctrico, con el fin de ahorrar costos de transmitir la energía eléctrica por un tramo largo. Se situará la planta cerca de la barra Lagunas. Las coordenadas geográficas aproximadas son:

- Latitud: 20°58' S
- Longitud: 69°40' W

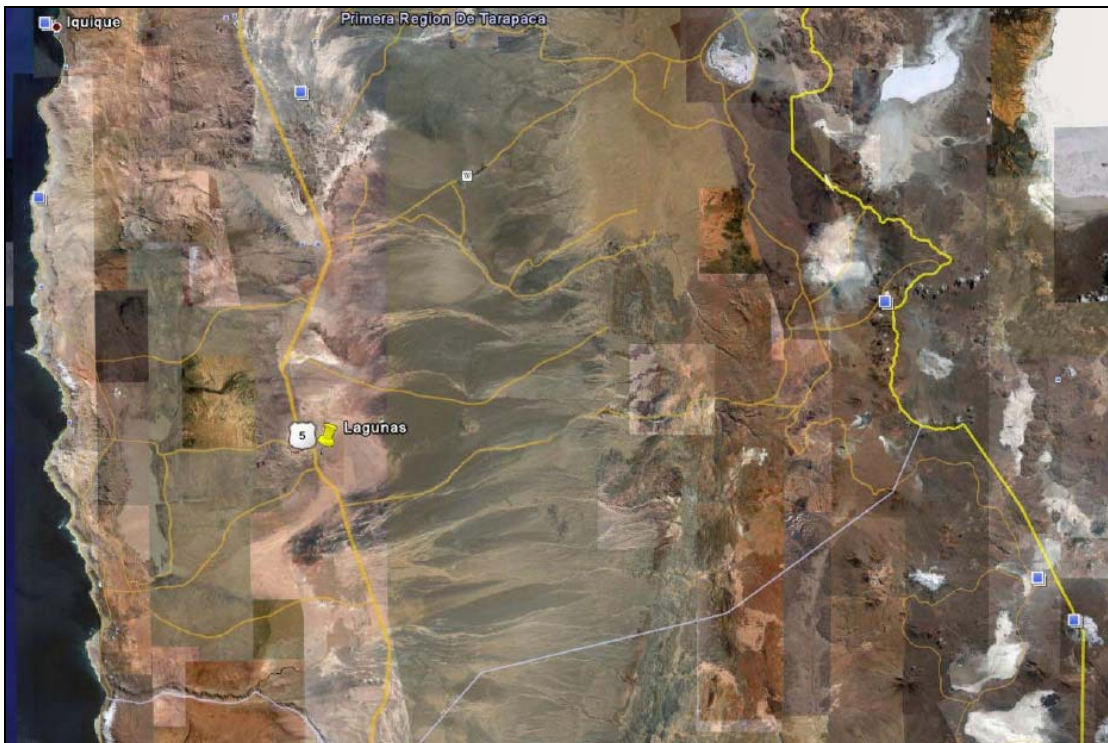


Figura 4.1: Ubicación geográfica de central termo solar [42]

Para validar el modelo de radiación solar se evaluó este considerando radiación directa, sin seguimiento solar. Esto se debe a que así es posible comparar los resultados con mediciones efectuadas, las que no siguen al Sol. Se comparó los datos de radiación solar observados en San Pedro de Atacama, II Región de Antofagasta, Chile [5], con los predichos por el modelo en esa ubicación. Las coordenadas geográficas del lugar son:

- Latitud: 22°54' S
- Longitud: 68°13' O

En la tabla 4.1 se muestra la comparación entre la radiación modelada y los datos observados.

Radiación promedio	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Observada [kWh/día]	7,25	6,68	6,58	5,58	4,45	4,18	4,44	5,16	6,4	7,26	7,96	8,05
Modelada [kWh/día]	7,83	7,46	6,69	5,59	4,56	4,06	4,29	5,18	6,31	7,24	7,76	7,92
error %	8,00%	11,68%	1,67%	0,18%	2,47%	2,87%	3,38%	0,39%	1,41%	0,28%	2,51%	1,61%

Tabla 4.1: Radiación solar observada y modelada en San Pedro de Atacama, Chile

Se observa que en los meses de enero y febrero hay un error de predicción del modelo cercano a un 10%. Este se debe a que en la localidad mencionada se produce el fenómeno climático llamado invierno altiplánico en dichos meses, en que se presentan frentes de mal tiempo provenientes del océano atlántico. Dado que el modelo no considera nubosidad, existe esta diferencia. En el resto del año el error promedio es menor al 2%, lo que valida el modelo. Debido a que la localidad escogida para ser evaluada se encuentra a una altitud menor a 1000 m.s.n.m⁹, no se presenta dicho fenómeno climático, y es posible simular la radiación con un cielo libre de nubosidad. De hecho, la zona desértica que se encuentra entre la Cordillera de los Andes y la Cordillera de la Costa es uno de los lugares que presentan menos nubosidad en el planeta.

Se evalúa el modelo solar en las coordenadas descritas, con el fin de calcular la energía solar disponible para ser convertida en energía eléctrica. Dado que el sistema de colectores solares tiene seguimiento del Sol, se incluye esto en la modelación. Se obtiene la curva de la figura 4.2, que representa la energía diaria disponible por metro cuadrado sin seguimiento solar. Además la curva 4.3 representa la energía diaria disponible cuando se efectúa seguimiento solar. Se observa claramente la dependencia estacional. El valor de energía anual total radiada que se obtiene del modelo, sin considerar seguimiento solar es:

$$E_{tot} = 2276.1 \left[\frac{GWh}{km^2 \cdot año} \right] \quad (4.1)$$

Al considerar seguimiento solar, el valor de energía total aumenta:

$$E_{tot_con_seguimiento} = 3553.18 \left[\frac{GWh}{km^2 \cdot año} \right] \quad (4.2)$$

Es interesante notar que al considerar un sistema de seguimiento al Sol, la energía captada aumenta en un 56% con respecto a la que se obtendría de no tener dicho esquema.

⁹ M.s.n.m: Metros sobre el nivel del mar

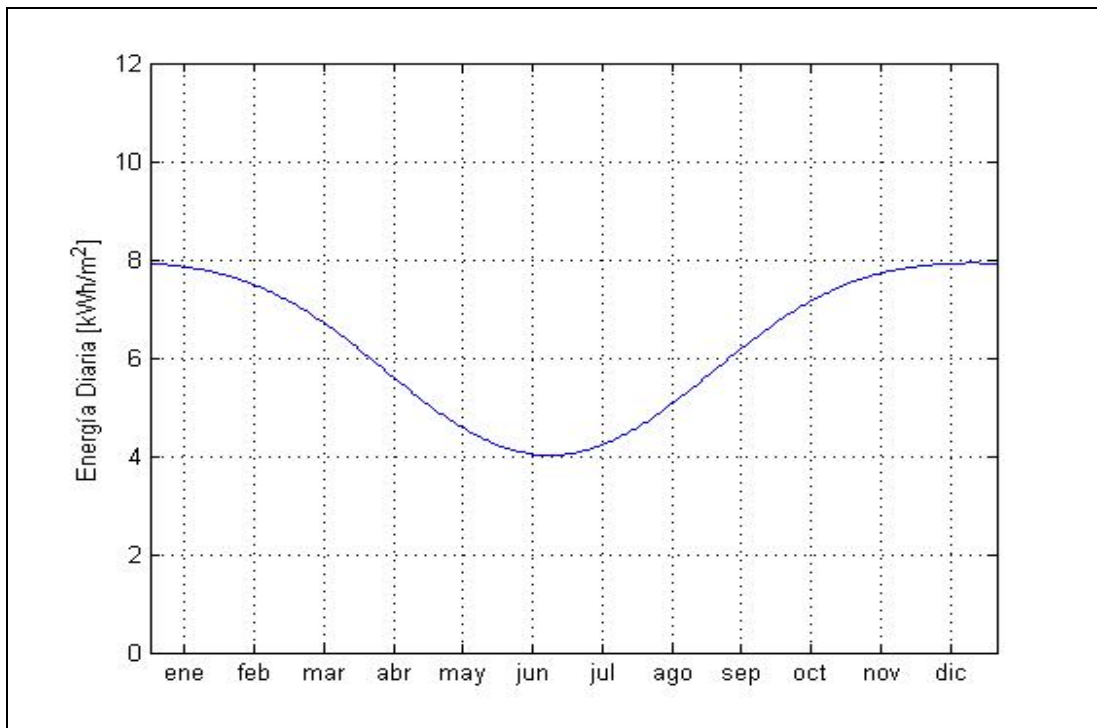


Figura 4.2: Curva de energía diaria incidente sin seguimiento solar Lagunas

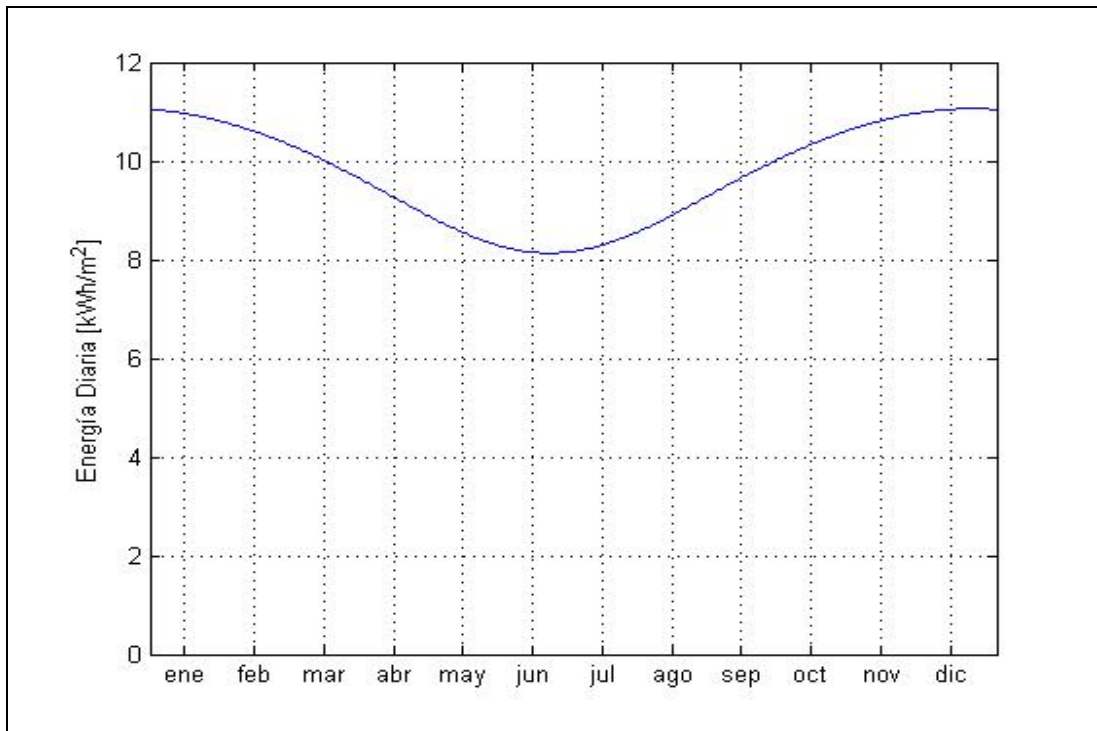


Figura 4.3: Curva de energía diaria disponible con seguimiento solar Lagunas

Además es posible obtener las curvas de radiación diarias. Se presentan en las figuras 4.4 y 4.5 las curvas de radiación de los días 21 de diciembre y 21 de junio para comparar lo que ocurre con la radiación solar en la época de verano y en invierno. Se adjuntan las curvas de radiación debido a que esos días corresponden a los solsticios de verano y de invierno, que corresponden a las condiciones de máxima y mínima radiación solar. En verano se ve que la radiación solar se extiende por más horas que en invierno. El máximo de radiación en verano es mayor que el máximo que se produce en invierno. Además el máximo ocurre a distintas horas debido al cambio de hora. La hora de referencia es la hora oficial de la fecha.

4.2.4 Conexión al sistema eléctrico

La conexión al Sistema Interconectado del Norte Grande se realiza en la barra Lagunas, a un nivel de tensión de 220 kV. Esta se hará mediante una línea de alta tensión de doble circuito, de 220 kV. Se calcula el costo de la línea considerando una longitud de 2 km.

4.3 Caracterización de costos de inversión y operación

4.3.1 Costos de inversión

La estructura de costos de inversión se desglosa como la suma de los siguientes costos:

- Costo de estructuras soportantes de colectores parabólicos
- Costo de tubos receptores de calor
- Costo de reflectores parabólicos
- Costo de fluido térmico
- Costo de equipo intercambiador de calor
- Costo de bloque de potencia
- Costo de sistema de seguimiento solar
- Costo de sistemas electrónicos y de control
- Costo de tuberías de interconexión y conectores
- Costo de obras civiles
- Costos adicionales
- Costo de elaboración de proyecto MDL
- Costo de línea de interconexión al sistema

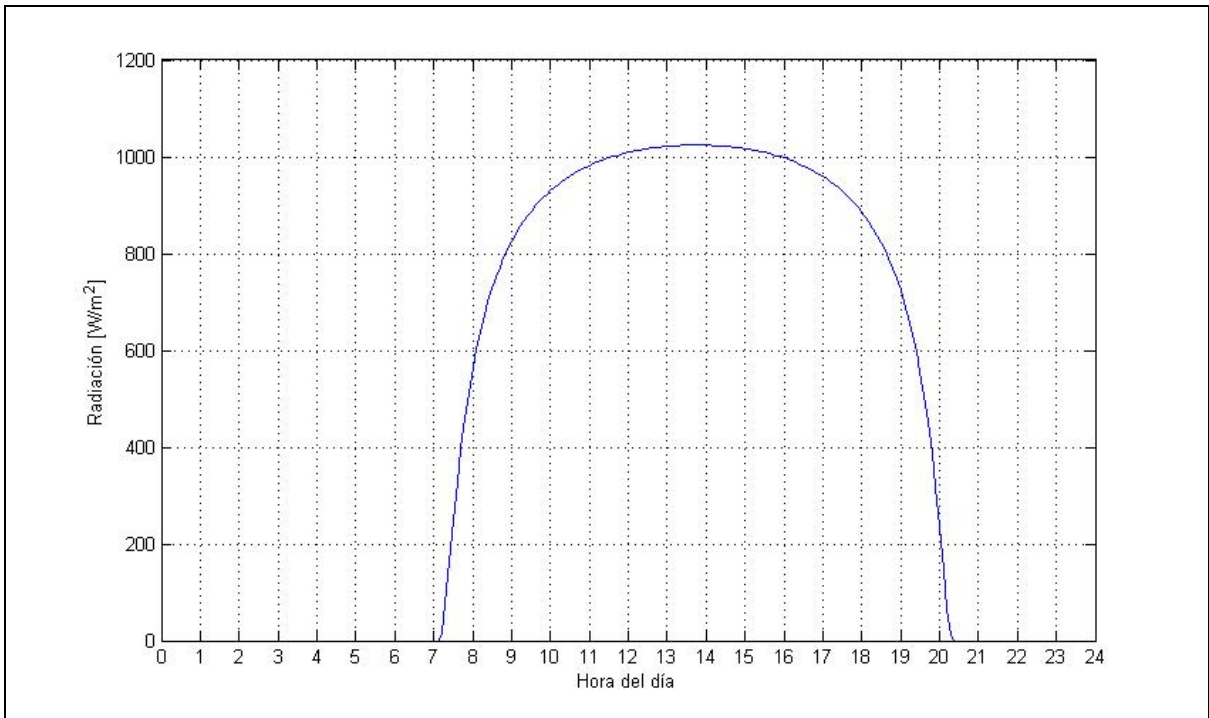


Figura 4.4: Curva de radiación 21 diciembre

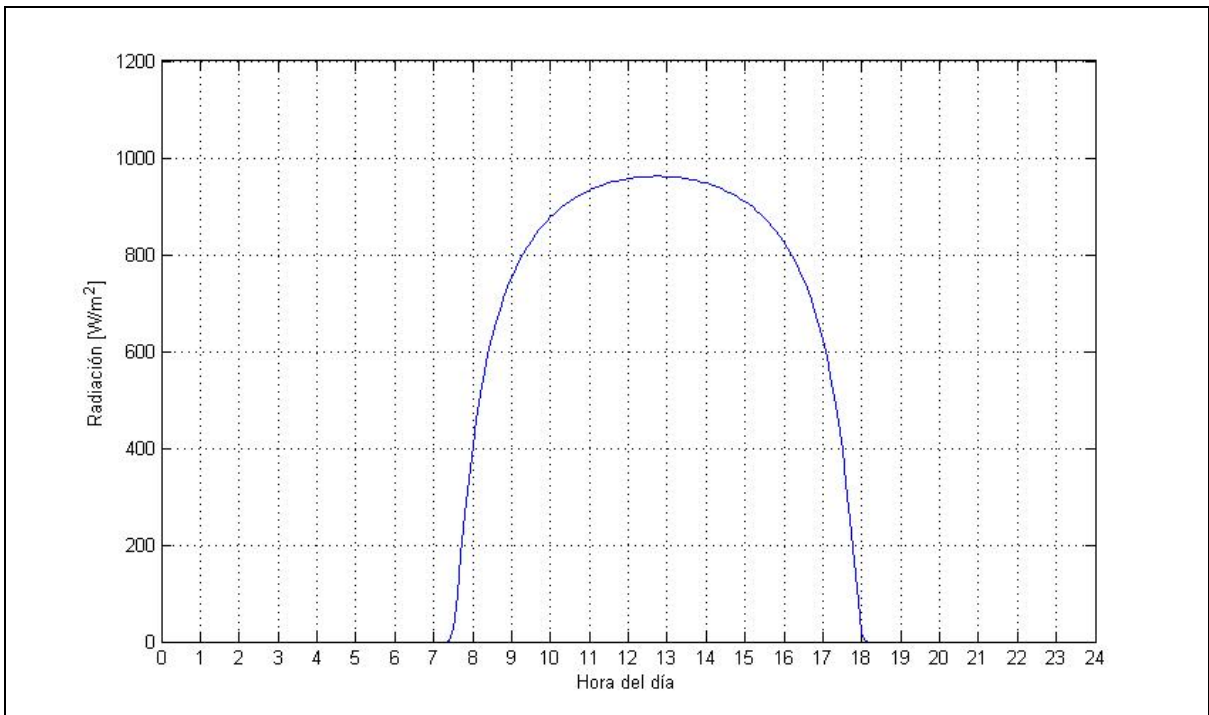


Figura 4.5: Curva de radiación 21 junio

El costo de la mayoría de los componentes de la planta depende directamente del área del campo de colectores parabólicos. Esta se estima usando la expresión 4.3:

$$AC = \frac{kW_d \cdot CF \cdot h}{\eta \cdot I} \quad (4.3)$$

Donde:

AC = Área de colectores [m²]

kW_d = Capacidad nominal de generación eléctrica [kW]

CF = Factor de capacidad = kWh real / (kW_dx8760)

h = Horas por año (8760)

η = Eficiencia neta anual de conversión de energía solar a eléctrica

I = radiación solar anual [kWh_t/m²]

kWe =kilowatt eléctricos

kWh_t = kilowatt térmicos

El área de los colectores solares parabólicos se calcula para los cuatro casos bases definidos en el trabajo, es decir, para capacidades nominales de 50, 100, 150 y 200 MWe.

El factor de capacidad a usar será el de la planta SEGS VI al año 1999, es decir, un valor conservador cuya validez la da el hecho de ser una planta real. El valor es de 22.2% [10].

La eficiencia neta anual de conversión de energía solar a eléctrica a considerar es de 10.6%, que corresponde a la eficiencia de la planta SEGS VI al año 1999. Este valor también es conservador en comparación a proyecciones efectuadas, pero nuevamente el criterio usado es el hecho de ser un valor probado en una planta real.

Reemplazando los valores anteriores y la radiación solar anual de la ec. 4.2, en la ec. 4.3, se obtiene el área de colectores necesaria para los cuatro casos estudiados. Los datos obtenidos se presentan en la tabla 4.2.

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Área de colectores [m ²]	258.169	516.338	774.507	1.032.676
Área de colectores [Ha]	25,82	51,63	77,45	103,27

Tabla 4.2: Área total de campo de colectores parabólicos

- Estructura de soporte del campo solar.

Consisten en el sistema metálico de soporte de los colectores solares parabólicos. La resistencia de estas estructuras está dada por los esfuerzos mecánicos que se producen en la situación de máxima velocidad de viento incidente en el campo solar. En la tabla 4.3 se presentan los costos por unidad de área de distintos modelos de estructuras. Según proyecciones hechas por SunLab, los costos de las estructuras tendrían una tendencia a la baja debido a que las distintas partes metálicas individuales de la estructuras pueden ser fabricadas por proveedores en todo el mundo, lo que llevaría a reducciones potenciales de costo debido a la competencia. El costo estimado promedio de las estructuras al año 2010 es de 54 USD/m² [10]. Además del costo de la estructura propiamente tal, se estima un costo de montaje de los concentradores de 17 USD/m². La tabla 4.4 muestra los costos totales de las estructuras de soporte del campo solar.

Modelo	Costo [USD/m ²]
LS-2	58
LS-3	66
EuroTrough	58
Duke Solar	48
IST	48

Tabla 4.3: Costos de estructuras en USD/m² [10]

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Costo de estructuras USD	13.941.123	27.882.247	41.823.370	55.764.494
Costo de montaje estructuras USD	4.388.872	8.777.744	13.166.617	17.555.489
Total estructuras USD	18.329.996	36.659.991	54.989.987	73.319.982

Tabla 4.4: Costos totales de estructuras

- Tubos receptores de calor

Los tubos receptores de calor, (HCEs por la sigla de “Heat Collection Elements”) tienen una influencia decisiva en la eficiencia de conversión de la energía solar. Estos constituyen una parte importante del costo de inversión.

En la tabla 4.5 se presenta una comparación de dos proyecciones de costos de HCE’s realizadas por SunLab y S&L. Para el año 2010, SunLab estima que el costo por m² sería de 28 USD/m². Basándose en este costo, se estima el costo total de los tubos receptores. Los cálculos se muestran en la tabla 4.6.

Año	Costo [USD/unidad]	
	SunLab	S&L
2010	635	675
2015	508	625
2020	400	600

Tabla 4.5: Comparación de costos de HCEs en USD/unidad [9]

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Costo de Tubos receptores USD	7.228.731	14.457.461	21.686.192	28.914.923

Tabla 4.6: Costo total de tubos receptores HCE

- Reflectores parabólicos

Los reflectores parabólicos usados en las plantas SEGS están hechos de espejos de vidrio de 4 mm de espesor, con un recubrimiento de bajo contenido de hierro y una capa reflectante de plata depositada en la cara posterior del vidrio. La forma parabólica se alcanza calentando el espejo y moldeándolo. Un solo fabricante proveyó los espejos y los repuestos para las plantas SEGS. Se espera que los costos disminuyan mediante la introducción de competencia y producción masiva de los reflectores. En la tabla 4.7 se presenta una proyección de costos hecha por SunLab.

Proyecto	SEGS VI	Trough 100	Trough 100	Trough 150	Trough 200	Trough 400
En servicio	1999	2004	2007	2010	2015	2020
Costo de reflectores [USD/m ²]	40	40	36	28	22	16

Tabla 4.7: Proyección de costos de reflectores en USD [10]

El valor a usar para realizar las estimaciones de costo será de 40 USD/m², debido a que es el costo de la tecnología con mayor experiencia acumulada. La tabla 4.8 muestra los costos de los reflectores parabólicos para cada tamaño de planta.

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Costo de reflectores USD	10.326.758	20.653.516	30.980.274	41.307.032

Tabla 4.8: Costo total de reflectores parabólicos

- Fluido térmico

El fluido térmico de trabajo a usar es Therminol VP-1. Este es un fluido sintético que está diseñado para satisfacer los requerimientos de un sistema de fase vapor con un rango de 12°C a 400 °C [30]. Este fluido es el que actualmente se utiliza en las plantas SEGS, y sigue siendo la opción usada para proyectos nuevos de centrales termo solares de concentradores parabólicos. En agosto se anunció que Solutia Inc. (La empresa que fabrica el fluido) abastecería de Therminol VP-1 a una nueva planta termo solar a ser construida en Egipto [31]. En las plantas SEGS se estima que la cantidad de VP-1 requerida es de 2.32561 [lt/m²]. El valor que tiene el fluido en el mercado es de 3.45 [USD/lt] (13.05 [USD/gallon]), por lo que el costo por m² por este ítem ascendería a 8.015 [USD/m²]. La tabla 4.9 muestra los costos totales del fluido térmico.

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Costo de fluido térmico USD	2.069.224	4.138.448	6.207.672	8.276.897

Tabla 4.9: Costo total de fluido térmico

- Intercambiador de calor

El equipo intercambiador de calor tiene como objetivo traspasar el calor acumulado en el fluido térmico a un ciclo de vapor, con el objetivo de ser transformado en trabajo mecánico en el interior de una turbina. El costo de este equipo depende del tamaño de la planta. La tabla 4.10 presenta el costo del intercambiador de calor en plantas de distintos tamaños.

Tamaño de planta [MWe]	30	100	150	200
Costo de Intercambiador de calor [USD/kWe]	143	92	74	64

Tabla 4.10: Costo de intercambiador de calor en función de tamaño de planta [10]

Dados estos valores, y considerando que existen economías de escala, se ajustó un modelo potencial en el software Excel, con el fin de estimar el costo del equipo en USD/kWe en función del tamaño de la planta. El modelo se presenta en la ecuación 4.4:

$$y = 602.65 \cdot x^{-0.4181} \quad (4.4)$$

Donde:

y: Costo de intercambiador de calor [USD/kWe]

x: Tamaño de planta [MWe]

Con el modelo se interpola el valor que tendría el equipo para una planta de 50 MWe. El valor es de 118 USD/kWe. La tabla 4.11 muestra los costos totales del intercambiador de calor para los tamaños de planta estudiados. Además se presenta en la figura 4.6 un gráfico donde se aprecia el modelo de ajuste obtenido.

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Costo de intercambiador de calor USD	5.900.000	9.200.000	11.100.000	12.800.000

Tabla 4.11: Costo total de intercambiador de calor

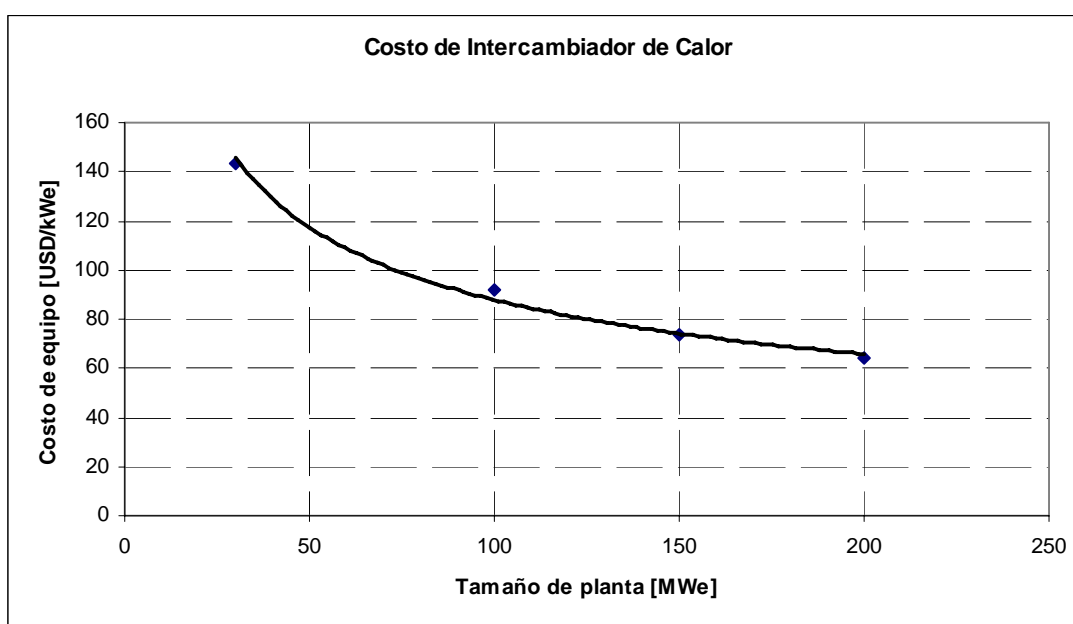


Figura 4.6: Economías de escala en costo de intercambiador de calor

- Bloque de potencia

Se considera el costo del bloque de potencia junto con los sistemas auxiliares del bloque de generación eléctrica (BOP¹⁰). Los costos de este ítem incluyen la turbina de vapor, el generador eléctrico, sistemas de bombeo de agua y sistema de condensación; sistema de tratamiento de aguas, protección contra incendios, tuberías, sistemas de aire comprimido, sistema de control de planta, equipamiento eléctrico y sistemas auxiliares. Se reconocen claras economías de escala, que se deben a un aumento de la eficiencia del ciclo a mayor tamaño de la turbina. En la figura 4.7 se presenta un gráfico de la eficiencia neta del ciclo térmico.

¹⁰ BOP: "Balance Of Plant"

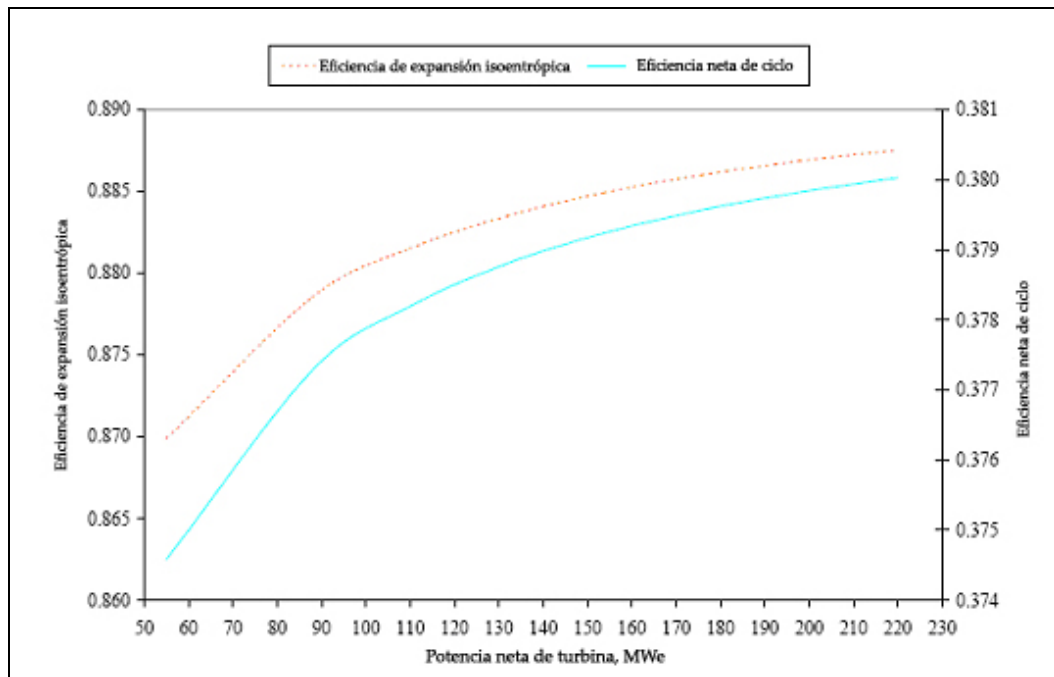


Figura 4.7: Eficiencia de expansión de turbina y eficiencia neta del ciclo térmico [29]

El incremento en la eficiencia del ciclo es en primer lugar función del incremento de la eficiencia de la turbina, parámetro que se muestra en el gráfico anterior. Técnicamente se debe al largo de las aspas. Se observa un comportamiento asintótico en la eficiencia del ciclo.

En la tabla 4.11 se presentan las estimaciones del costo de inversión en USD/kWh hechas por SunLab, en función del tamaño de la planta.

Tamaño de planta [MWe]	30	100	150	200
Costo de bloque de potencia [USD/kWe]	527	349	293	256
Costo de sistemas auxiliares [USD/kWe]	306	203	171	149
Costo total [USD/kWe]	833	552	464	405

Tabla 4.12: Proyección de costos de bloque de potencia total y sistemas auxiliares en USD [10]

Usando valores se ajustó el siguiente modelo potencial en Excel, que describe el costo del bloque de potencia más los sistemas auxiliares en función del tamaño de la planta.

$$y = 3005.7 \cdot x^{-0.374} \quad (4.5)$$

Donde:

y: Costo de bloque de potencia + BOP USD/kWe

x: Tamaño de planta MWe

En la figura 4.8 se grafica el modelo obtenido.

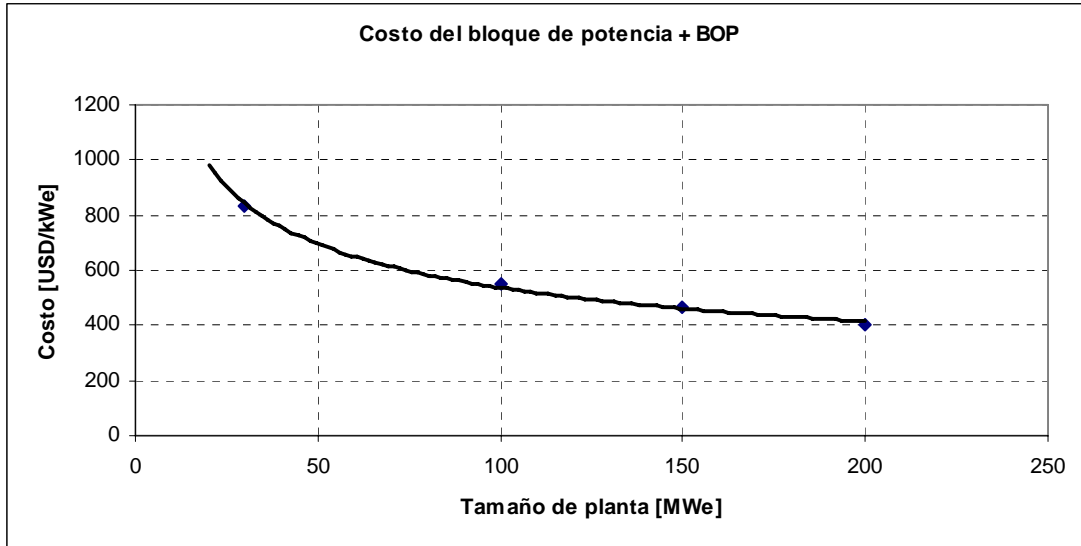


Figura 4.8: Economías de escala en costo de bloque de potencia más sistemas auxiliares

Usando el modelo obtenido se interpola el costo del bloque de potencia junto con los sistemas auxiliares para un tamaño de planta de 50 MWe, que es de 696 USD/kWe. La tabla 4.13 muestra los costos del bloque de potencia y sistemas auxiliares para todos los tamaños de planta estudiados.

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Costo de bloque potencia+BOP USD	34.800.000	55.200.000	69.600.000	81.000.000

Tabla 4.13: Costo total de bloque de potencia y sistemas auxiliares con sistema de enfriamiento húmedo

El costo del bloque de potencia incluye el sistema de enfriamiento del vapor que sale de la turbina, de manera que este se condense. Este proceso requiere evacuar el calor extraído al vapor (Calor latente de vaporización) hacia el ambiente. El costo calculado incluye un sistema de condensación denominado Torre Húmeda de Enfriamiento. El sistema consiste en un intercambiador de calor por el que circula el vapor de escape de la turbina, y es enfriado por agua que circula en el otro circuito del intercambiador. El agua, una vez que se calienta, se pulveriza en una torre de enfriamiento por la que circula aire impulsado por ventiladores. El mecanismo de transferencia de calor es por evaporación de una parte de esta agua hacia el ambiente, lo que implica que se debe reponer el volumen de agua evaporado. Esto hace que el sistema

mencionado sea intensivo en el uso de agua, lo que constituye una desventaja para su implementación en áreas que cuentan con escasez de recursos hídricos, en este caso el desierto de Atacama.

El cálculo del agua consumida en el proceso de condensación se realizó considerando que se requiere reponer 2.9 m³ de agua por cada MWhe generado [10]. Por tanto, se requiere primero calcular la energía generada anualmente por la planta. Con la energía anual calculada por unidad de área, y la eficiencia neta de conversión solar a eléctrica a usar, se obtiene la energía eléctrica anual a producir por unidad de área.

$$E_{\text{eléctrica_anual}} = 376,61 \left[\frac{kWh}{m^2} \right] \quad (4.6)$$

De esta manera, se obtiene la energía total generada para cada tamaño de planta. Los datos se muestran en la tabla 4.14.

Capacidad nominal de generación	50 Mwe	100 Mwe	150 Mwe	200 Mwe
Energía eléctrica al año GWh	97,23	194,46	291,69	388,92

Tabla 4.14: Energía eléctrica generada al año

La tabla 4.15 se muestra la cantidad de agua requerida anualmente, y la equivalencia en un caudal constante de agua que se requeriría, o la cantidad de camiones cisterna diarios con agua, considerando que cada uno es capaz de transportar aproximadamente 30 m³ de agua, sin considerar las otras necesidades de agua de la planta, que corresponden a aquella necesaria para la limpieza de los reflectores y la que se requiere reponer en el ciclo Rankine. El consumo de agua de la torre de enfriamiento corresponde al 93.5% del total de agua requerida por la planta. Debido a las complicaciones inherentes a tener un flujo constante de camiones descargando agua, se estudia la alternativa de tener un ciclo de enfriamiento seco por convección de aire.

Capacidad nominal de generación	50 Mwe	100 Mwe	150 Mwe	200 Mwe
Relleno de agua torre de enfriamiento m ³ /año	281.967	563.934	845.901	1.127.868
Caudal de agua equivalente lt/s	8,94	17,88	26,82	35,76
Camiones cisterna equivalentes al año	10140	20279	30418	40557
Camiones por día	28	56	84	112

Tabla 4.15: Cantidad de agua requerida para torre de enfriamiento

Este sistema tiene la ventaja de no usar agua en el proceso de condensación del vapor de escape de la turbina, lo que reduciría drásticamente la demanda de agua en la central. Por otro lado aumenta el consumo parásito de energía eléctrica de la planta debido a los motores eléctricos de los ventiladores. Además el enfriador de aire es más caro que la torre de enfriamiento húmeda [41]. La tabla 4.16 presenta los costos de ambas alternativas.

Potencia de planta MWe	50	100	150	200
Costo de condensador agua USD	1.250.611	2.501.223	3.751.834	5.002.445
Costo de condensador aire USD	7.712.543	15.425.086	23.137.630	30.850.173
Costo incremental USD	6.461.932	12.923.864	19.385.795	25.847.727

Tabla 4.16: Costo de sistemas de enfriamiento húmedo y seco, USD

La tabla 4.17 se muestran los incrementos de potencia consumida por el sistema de enfriamiento seco. Se debe considerar la energía adicional que requiere el sistema de enfriamiento como una carga parásita, disminuyendo así la energía disponible para ser inyectada al sistema eléctrico. Esta se presenta en la tabla 4.18.

Potencia de planta MWe	50	100	150	200
Potencia de ventilador humedo kWe	886	1.772	2.657	3.543
Potencia de ventilador seco kWe	1.548	3.095	4.643	6.191
Potencia incremental kWe	662	1.324	1.986	2.648
Energía de ventilador agua MWhe/año	2.343	4.686	7.030	9.373
Energía de ventilador aire MWhe/año	3.896	7.792	11.688	15.584
Energía incremental MWhe/año	1.553	3.106	4.659	6.211

Tabla 4.17: Incremento de potencia de ventiladores y energía consumida por condensador seco

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Energía generada al año GWh	95,677	191,354	287,031	382,709

Tabla 4.18: Energía eléctrica neta anual generada por central eléctrica

Una vez calculados los costos incrementales de cambiar el sistema de enfriamiento de vapor, se calculan los costos totales del bloque de potencia. Estos se muestran en la tabla 4.19.

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Costo de bloque potencia+BOP USD	41.261.932	68.123.864	88.985.795	106.847.727

Tabla 4.19: Costo total de bloque de potencia y sistemas auxiliares con sistema de enfriamiento seco

- Sistema de seguimiento solar

Cada sistema de colectores parabólicos tiene un sistema de seguimiento solar, que permite variar el ángulo de incidencia de los colectores, de tal manera de que la radiación directa del Sol incida en los tubos receptores. El costo estimado del sistema de motorización es de 14 USD/m². La tabla 4.20 muestra los costos totales del sistema de seguimiento solar.

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Costo de sistema de seguimiento solar USD	3.614.365	7.228.731	10.843.096	14.457.461

Tabla 4.20: Costo total de sistema de seguimiento solar

- Electrónica y control

Los sistemas de control se precisan para mantener la temperatura y presión del fluido térmico dentro de los márgenes requeridos, y también para controlar el ángulo de incidencia de los colectores. El costo de estos sistemas se estima en 16 USD/m². El costo total se presenta en la tabla 4.21.

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Costo de Sistemas Electrónicos y de control USD	4.130.703	8.261.406	12.392.110	16.522.813

Tabla 4.21: Costo total de sistemas electrónicos y de control

- Tuberías de interconexión y conectores

Las tuberías adicionales a los tubos receptores de radiación solar tienen un costo estimado de 19 USD/m². Los costos totales por este ítem se muestran en la tabla 4.22.

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Costo de tuberías adicionales USD	4.905.210	9.810.420	14.715.630	19.620.840

Tabla 4.22: Costo total de tuberías de conexión

- Obras civiles

Las obras civiles y fundaciones necesarias para levantar el campo de colectores tienen un costo estimado de 21 USD/m². La tabla 4.23 presenta el costo total de las obras civiles del campo de colectores.

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Costo de obras civiles USD	5.421.548	10.843.096	16.264.644	21.686.192

Tabla 4.23: Costo total de obras civiles

- Costos adicionales

Se considera un costo adicional de 21 USD/m² por concepto de repuestos, contingencias y fletes. El costo total por este ítem se muestra en la tabla 4.24.

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Costos adicionales USD	5.421.548	10.843.096	16.264.644	21.686.192

Tabla 4.24: Costos adicionales

- Costos de elaboración de proyecto MDL

El costo de presentar un proyecto MDL se desglosa en los valores de la tabla 4.25.

Etapas del ciclo del proyecto	Costos asociados [USD]
Diseño del proyecto MDL	30.000
Validación	50.000
Registro	Depende de promedio de ton CO ₂ equivalentes reducidas al año
Verificación	3.000 a 20.000 por visita de verificación
Monitoreo	0.05-5% del valor del proyecto
Emisión de CER	Cargo de 2% de CER generados anualmente, para Fondo de Adaptación de ONU

Tabla 4.25: Costos de tramitación de proyecto MDL [18]

Los costos del registro dependen del promedio de toneladas de CO₂ equivalentes reducidas por año. Si el promedio es menor o igual a 15.000 tons, el costo es USD 5.000. Si está entre 15.000 y 50.000, el costo es USD 10.000. Si está entre 50.000 y 100.000 tons, el costo es de USD 15.000. Si está entre 100.000 y 200.000 tons, el costo es de USD 20.000. Por último si el promedio es mayor a 200.000 tons de CO₂, el costo asciende a USD 30.000 [18].

La tabla 4.18 muestra la energía eléctrica neta a ser inyectada en el sistema eléctrico por la planta. Usando la expresión 3.6 se obtiene la reducción de emisiones de la planta en toneladas de CO₂ equivalentes. Los resultados se muestran en la tabla 4.26.

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Energía eléctrica al año GWh/año	95,677	191,354	287,031	382,709
Toneladas de CO ₂ reducidas /año	78.708,8	157.417,7	236.126,5	314.836,2

Tabla 4.26: Energía eléctrica generada y toneladas de CO₂ reducidas por año

Para realizar el cálculo del costo del proyecto MDL se asumen las siguientes suposiciones:

- La etapa de diseño tiene un costo de USD 30.000, independiente del tamaño de planta.
- La etapa de validación tiene un costo de USD 50.000, independiente del tamaño de planta.
- La etapa de registro se calculará considerando las reducciones de emisiones de la tabla 4.26.
- La etapa de verificación tiene un costo de USD 20.000.
- La etapa de monitoreo tiene un costo de 0.05% del costo del proyecto.

Los resultados se presentan en la tabla 4.27.

Costos USD	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Diseño	30.000	30.000	30.000	30.000
Validación	50.000	50.000	50.000	50.000
Registro	15.000	20.000	30.000	30.000
Verificación	20.000	20.000	20.000	20.000
Monitoreo	51.074	93.648	132.522	169.796
TOTAL	166.074	213.648	262.522	299.796

Tabla 4.27: Costos de presentación de proyecto MDL para emisión de CERs

- Costo de línea de interconexión al SING

La planta se conecta al SING en la barra Lagunas, a un nivel de tensión de 220 kV. La interconexión se realiza mediante una línea de transmisión de doble circuito, de una longitud de 2 km. Para estimar los costos de la línea se consultó el Informe Anual de Peajes, Periodo 2009-2013 del CDEC-SING [32], el

que contiene un archivo Excel adjunto con el Valor Nuevo de Reemplazo de las líneas de transmisión del SING [33]. A partir de esta información se estima el costo unitario de una línea de estas características, el cual es de 160.000 USD/km. Por lo tanto, el costo total de la línea es de 320.000 USD:

- Costo total de inversión

Los costos totales de inversión de la planta se presentan a continuación en la tabla 4.28.

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Costo de estructuras USD	13.941.123	27.882.247	41.823.370	55.764.494
Costo de montaje estructuras USD	4.388.872	8.777.744	13.166.617	17.555.489
Costo de Tubos receptores USD	7.228.731	14.457.461	21.686.192	28.914.923
Costo de reflectores USD	10.326.758	20.653.516	30.980.274	41.307.032
Costo de fluido térmico USD	2.069.224	4.138.448	6.207.672	8.276.897
Costo de intercambiador de calor USD	5.900.000	9.200.000	11.100.000	12.800.000
Costo de bloque potencia+BOP USD	41.261.932	68.123.864	88.985.795	106.847.727
Costo de sistema de seguimiento solar USD	3.614.365	7.228.731	10.843.096	14.457.461
Costo de Sistemas Electrónicos y de control USD	4.130.703	8.261.406	12.392.110	16.522.813
Costo de tuberías adicionales USD	4.905.210	9.810.420	14.715.630	19.620.840
Costo de obras civiles USD	5.421.548	10.843.096	16.264.644	21.686.192
Costos adicionales USD	5.421.548	10.843.096	16.264.644	21.686.192
Costo proyecto MDL USD	166.074	213.648	262.522	299.796
Costo línea transmisión USD	320.000	320.000	320.000	320.000
Costo Total USD	109.096.089	200.753.678	285.012.566	366.059.855

Tabla 4.28: Costo total de inversión planta

4.3.2 Costos de operación y mantenimiento

- Personal de planta

Se estudió el caso de las plantas SEGS en EE.UU. debido a la experiencia acumulada en más de 20 años. Se considera un total de 7 administrativos para todas las plantas. El personal de operaciones de la planta se estima que aumenta en 2 técnicos limpiadores de espejos por cada incremento de 50 MWe, debido al aumento del área del campo de colectores. El total de personal de operaciones se estima en 13 personas para una planta de 50 MW, 15 para una planta de 100 MW, 17 para una planta de 150 MW y 19 personas para una planta de 200 MW. Para el personal de mantenimiento de la planta de potencia, se mantiene un número de 8 personas para todos los tamaños de planta considerados. Esto se debe a que la diferencia entre 50 y 400 MW no incrementa la cantidad ni la complejidad de los equipos. Por último se

estima una cantidad de 0.03 personas de mantenimiento de campo solar por cada 1000 m² de área de colectores. La tabla 4.29 muestra el personal necesario para cada tamaño de planta.

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Nº administrativos	7	7	7	7
Nº operaciones planta	13	15	17	19
Nº mantenimiento planta potencia	8	8	8	8
Nº mantenimiento campo solar	8	16	24	31
TOTAL	36	46	56	65

Tabla 4.29: Personal necesario para operación de planta

Los costos de salarios del personal se calcularán suponiendo los siguientes sueldos unitarios según el cargo:

- Sueldo personal administrativo: CLP 1.300.000.
- Sueldo personal de operaciones planta: CLP 600.000
- Sueldo personal de mantenimiento planta de potencia: CLP: 600.000
- Sueldo personal de mantenimiento campo solar: CLP 400.000

En la tabla 4.30 se presentan los sueldos totales a pagar mensualmente en cada planta. Se considera el valor del dólar a 550 CLP.

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Total administrativos mensual	9.100.000	9.100.000	9.100.000	9.100.000
Total operaciones planta mensual	7.800.000	9.000.000	10.200.000	11.400.000
Total mantenimiento planta potencia mensual	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000
Total mantenimiento campo solar mensual	3.200.000	6.400.000	9.600.000	12.400.000
TOTAL MENSUAL CLP	24.900.000	29.300.000	33.700.000	37.700.000
TOTAL ANUAL CLP	298.800.000	351.600.000	404.400.000	452.400.000
TOTAL ANUAL USD	543.273	639.273	735.273	822.545

Tabla 4.30: Sueldos totales mensuales personal planta en pesos chilenos

- Partes y materiales

Las proyecciones de costos de partes y materiales están basadas en los costos de unidades y tasas de reemplazo anuales presentados en la tabla 4.31.

- Gastos varios

En este ítem se considera los contratos de servicios anexos al funcionamiento de una planta de energía, pero no por ello menos importantes. Entre estos se cuenta el equipamiento de las oficinas, sistemas de control, desecho de basura, mantenimiento de caminos y vehículos. Además se incluyen gastos de administración tales como viajes, suministros, comunicaciones, seguridad, etc. También se considera los costos de combustible de vehículos y reparaciones varias.

Capacidad nominal de generación	Costo unidad [USD]	Tasa de reemplazo anual
Espejos	80	0,005
HCE	847	0,02
Sensores de Luz	150	0,005
Junturas articuladas	2100	0,005
Motores Colectores	3000	0,005
Empaquetaduras bombas fluido térmico	1200	2
Reposición fluido térmico	9	0,01

Tabla 4.31: Proyección de costos de partes y materiales

- Costos de capital

Se incluye en este análisis los costos del equipamiento requerido para la operación y mantenimiento de la planta, como vehículos, equipamiento para el lavado de los espejos, etc.

- Costos de agua

Debido a que el sistema de enfriamiento de vapor es seco, el consumo de agua corresponde a la necesaria para reponer aquella que se pierde en el ciclo de potencia, y la requerida para la limpieza de los reflectores parabólicos. Se estima un consumo de 0.022 m^3 de agua por m^2 de colector al año por concepto de limpieza de los mismos. Además se deben cubrir pérdidas de agua del ciclo de vapor. Estas ascienden a 0.17 m^3 por MWhe de energía generado [10]. El costo de desanilización de agua se estima en 1 USD por m^3 . El modelo supondrá que el agua es transportada desde la ciudad de Iquique, distante 140 km aproximadamente de la planta. El costo de un flete de 30 m^3 se estima en CLP 180.000. Por tanto, el costo del m^3 de agua puesta en la planta es de 11.9 USD.

El agua usada para el ciclo de vapor debe ser tratada con químicos para desmineralizarla. El costo de dichos químicos es de 0.54 USD por m³ de agua de reposición [10]. La tabla 4.32 muestra los costos totales relativos al consumo de agua de la planta termo solar.

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Consumo de agua limpieza de reflectores, m3/año	5.680	11.359	17.039	22.719
Reposición de agua ciclo de potencia, m3/año	16.530	33.060	49.590	66.120
Consumo de agua total m3/año	22.210	44.420	66.630	88.839
Costo de agua USD/año	264.297	528.594	792.891	1.057.188
Costo de químico desmineralizante USD/año	8.926	17.853	26.779	35.705
Costo total agua USD/año	273.223	546.447	819.670	1.092.893

Tabla 4.32: Consumo total anual de agua y costos asociados

- Costo total de operación y mantenimiento

El costo total anual de operación y mantenimiento de la planta de energía se muestra en la tabla 4.33. Se puede observar que el costo unitario de operación y mantenimiento por kWh producido decrece a medida que el tamaño de planta es mayor. Esto se debe principalmente a que existen economías de escala en el costo del personal. Se obtuvo el modelo de la ecuación 4.7 en el software Excel que relaciona este costo con el tamaño de la planta: En la figura 4.9 se muestra el gráfico del modelo obtenido.

Costo de personal, USD	543.273	639.273	735.273	822.545
Costo de materiales y servicios, USD	534.983	1.069.965	1.604.948	2.139.936
Costo agua + desmineralizante, USD	273.223	546.447	819.670	1.092.893
Costo total O&M, USD	1.351.479	2.255.684	3.159.891	4.055.375
Costo total O&M, USD/kWh	0,0141	0,0118	0,0110	0,0106

Tabla 4.33: Costo total de operación y mantenimiento de planta termo solar

$$y = 0.0317 \cdot x^{-0.2099} \quad (4.7)$$

Donde:

y: Costo unitario de operación y mantenimiento, USD/kWh

x: Tamaño de planta, MWe

4.3.3 Venta de energía y potencia

El modelo de negocio de generación eléctrica en Chile se basa principalmente en contratos bilaterales financieros, pactados entre las empresas generadoras y clientes con grandes consumos. Estos pueden ser distribuidoras, en cuyo caso la energía se transa a precio de nudo; o clientes libres. En este último caso los precios son libres, pactados entre ambas partes.

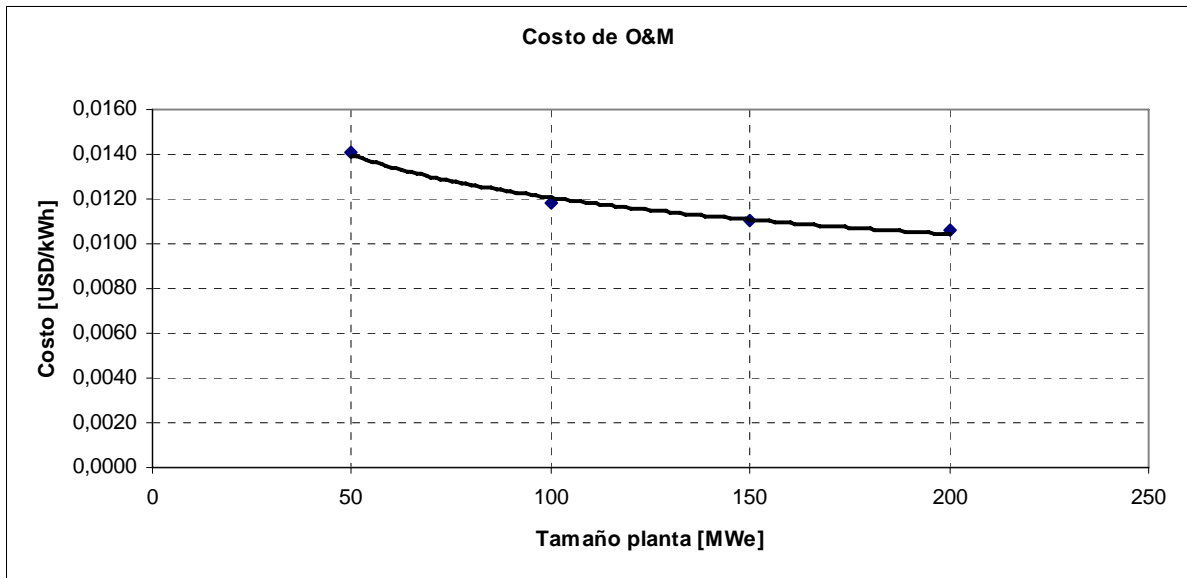


Figura 4.9: Economías de escala en costos de operación y mantenimiento

La existencia de estos contratos no condiciona la operación del sistema, debido a que esta se lleva a cabo de forma centralizada por el CDEC, basado en el despacho de las centrales que tienen un costo marginal más barato para cada intervalo de despacho, que en Chile corresponde a una hora.

En el presente trabajo se valoriza la energía vendida al SING a costo marginal. Basado en el informe de fijación de precios de nudo del SING de abril de 2008 [34], se usará un costo marginal de 100 USD/MWh, que corresponde a un valor representativo a partir del año 2011. Con este precio, los ingresos anuales por energía son los que se presentan en la tabla 4.34.

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Ingresos por venta de energía eléctrica, USD	9.568.300	19.136.600	28.704.900	38.273.300

Tabla 4.34: Ingresos netos por venta de energía eléctrica

La potencia firme se realiza usando la expresión 4.8 [5].

$$Potencia_Firme = P_{nom} \cdot F_p \cdot F_D \quad (4.8)$$

Con:

P_{nom} = Potencia nominal de la central [MW]

F_p = Factor de planta de la central

F_D = Factor de demanda del sistema

El factor de planta o de capacidad es 22,2%. El año 2008 la demanda máxima del SING fue de 1897.039 MW, mientras que la capacidad instalada es de 3581.293 MW. Por lo tanto el factor de demanda es de 0.5297. La tabla 4.35 presenta el cálculo de potencia firme de la central termo solar.

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Potencia Firme MW	5,880	11,759	17,639	23,519

Tabla 4.35: Estimación de potencia firme aportada por central termo solar

El precio básico de potencia firme a usar será el consignado en el Informe de Precios de Nudo de abril de 2008, que asciende a 8.4306 USD/kW/mes [34]. La tabla 4.36 muestra el ingreso recibido por potencia firme estimado.

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Ingreso por potencia firme USD	594.830	1.189.660	1.784.489	2.379.319

Tabla 4.36: Ingresos por potencia firme

Los ingresos por venta de CER se presentan en la tabla 4.37.

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Ingreso por venta de CER USD	1.210.905	2.421.810	3.632.715	4.843.633

Tabla 4.37: Ingresos por venta de bonos de carbono

Se considera un costo de peaje por inyección de energía en el sistema de transmisión de 8% el precio de la energía transada.

Capítulo 5

Análisis y resultados

5.1 Evaluación económica del proyecto

Basado en los costos e ingresos analizados en el capítulo 4 se realiza la evaluación económica del proyecto. El análisis considera el proyecto puro, es decir, no se toman en cuenta los costos de financiamiento. Se usa una tasa de descuento de 10%, por ser representativa de proyectos de generación eléctrica. Se calcula un impuesto a las utilidades de 17%. Además se considera la depreciación legal de activos de acuerdo con la tabla 5.1.

Ítem	Vida útil normal	Depreciación acelerada
Obras civiles	40 años	13 años
Estructuras del campo solar	20 años	6 años
Tubos receptores	10años	3 años
Reflectores	10años	4 años
Intercambiador de Calor	10años	5 años
Bloque de Potencia	10años	6 años
Sistema de seguimiento solar	10años	7 años
Sistemas electrónicos	10años	8 años
Tuberías adicionales	10años	9 años

Tabla 5.1: Vida útil de activos para efectos tributarios

El valor actual neto del proyecto es sensible al costo marginal de la energía en el horizonte del proyecto. Se evaluará en función de este parámetro, bajo el supuesto que el costo marginal de la energía permanece constante en el horizonte de evaluación. La evaluación económica se realizó considerando una vida útil del proyecto de 30 años.

La tabla 5.2 muestra el valor actual neto (VAN) resultante de la evaluación económica del proyecto, para los cuatro tamaños de planta estudiados, y en función del costo marginal de la energía en el SING, mientras que en la tabla 5.3 se presenta la TIR del proyecto. En las figuras 5.1 a 5.4 se grafica el comportamiento del VAN para cada tamaño de planta.

Costo marginal USD/MWh	Tamaño de planta MW			
	50	100	150	200
70	-48.449.463	-77.736.584	-100.397.999	-120.113.239
75	-45.008.639	-70.854.936	-90.075.527	-106.349.907
80	-41.567.815	-63.973.288	-79.753.055	-92.586.575
85	-38.126.991	-57.091.640	-69.430.583	-78.823.243
90	-34.686.167	-50.209.992	-59.108.111	-65.059.911
95	-31.245.343	-43.328.344	-48.785.639	-51.296.579
100	-27.804.519	-36.446.696	-38.463.167	-37.533.246
105	-24.363.695	-29.565.048	-28.140.694	-23.769.914
110	-20.922.871	-22.683.400	-17.818.222	-10.006.582
115	-17.482.047	-15.801.752	-7.495.750	3.756.750
120	-14.041.222	-8.920.104	2.826.722	17.520.082
125	-10.600.398	-2.038.456	13.149.194	31.283.414
130	-7.159.574	4.843.193	23.471.666	45.046.746
135	-3.718.750	11.724.841	33.794.138	58.810.078
140	-277.926	18.606.489	44.116.610	72.573.410
145	3.162.898	25.488.137	54.439.082	86.336.742
150	6.603.722	32.369.785	64.761.554	100.100.074
155	10.044.546	39.251.433	75.084.026	113.863.406
160	13.485.370	46.133.081	85.406.499	127.626.738

Tabla 5.2: VAN de central en función de tamaño de planta y costo marginal de SING

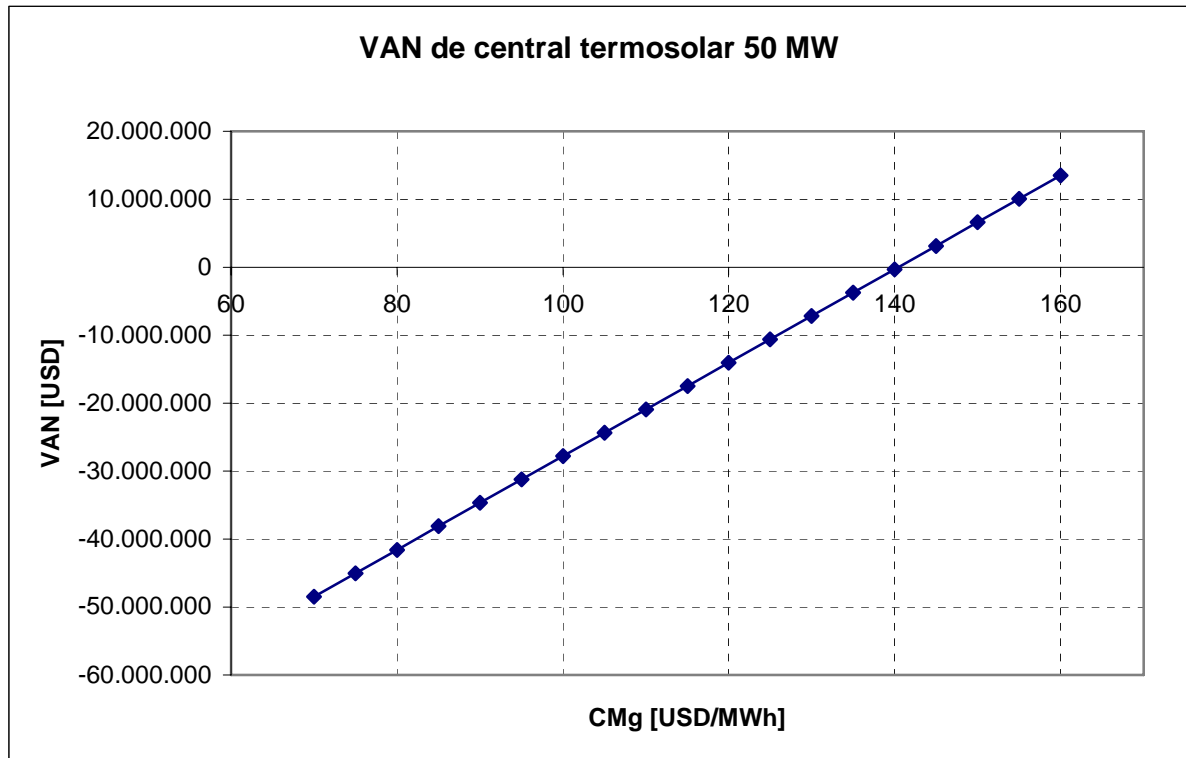


Figura 5.1: VAN de central termo solar de 50 MW en función de costo marginal de energía del SING

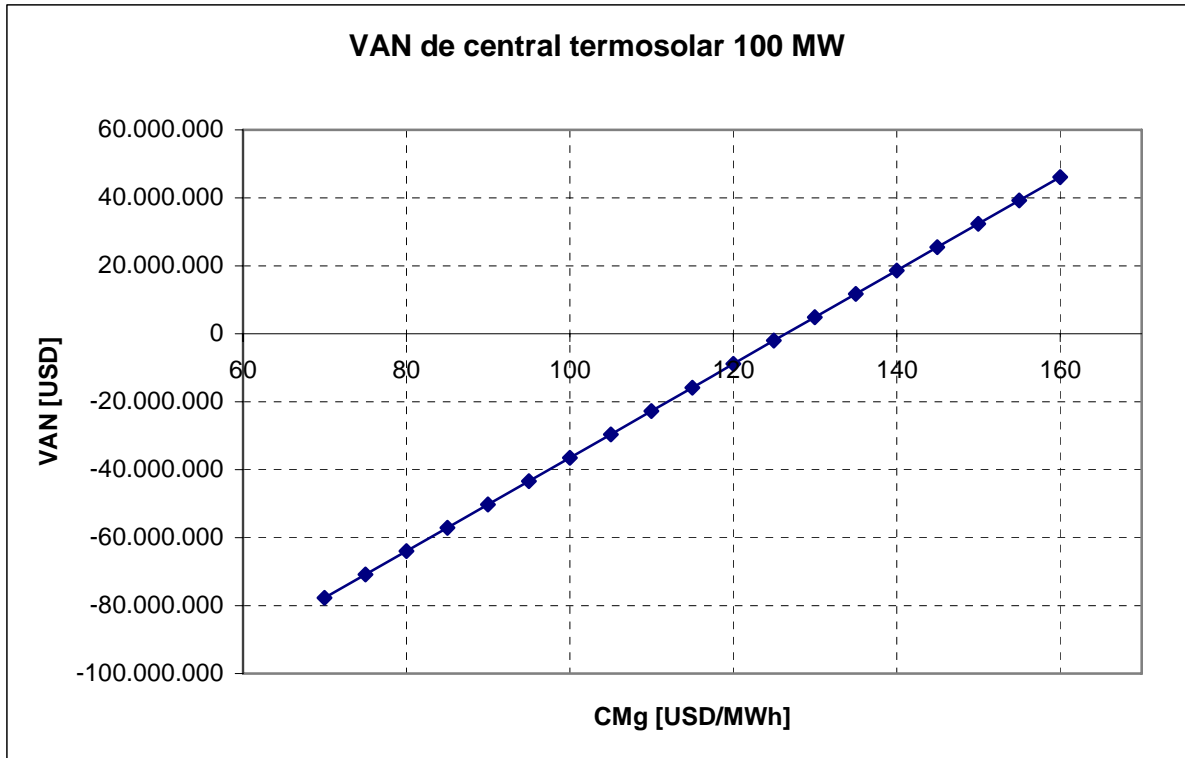


Figura 5.2: VAN de central termo solar de 100 MW en función de costo marginal de energía de SING

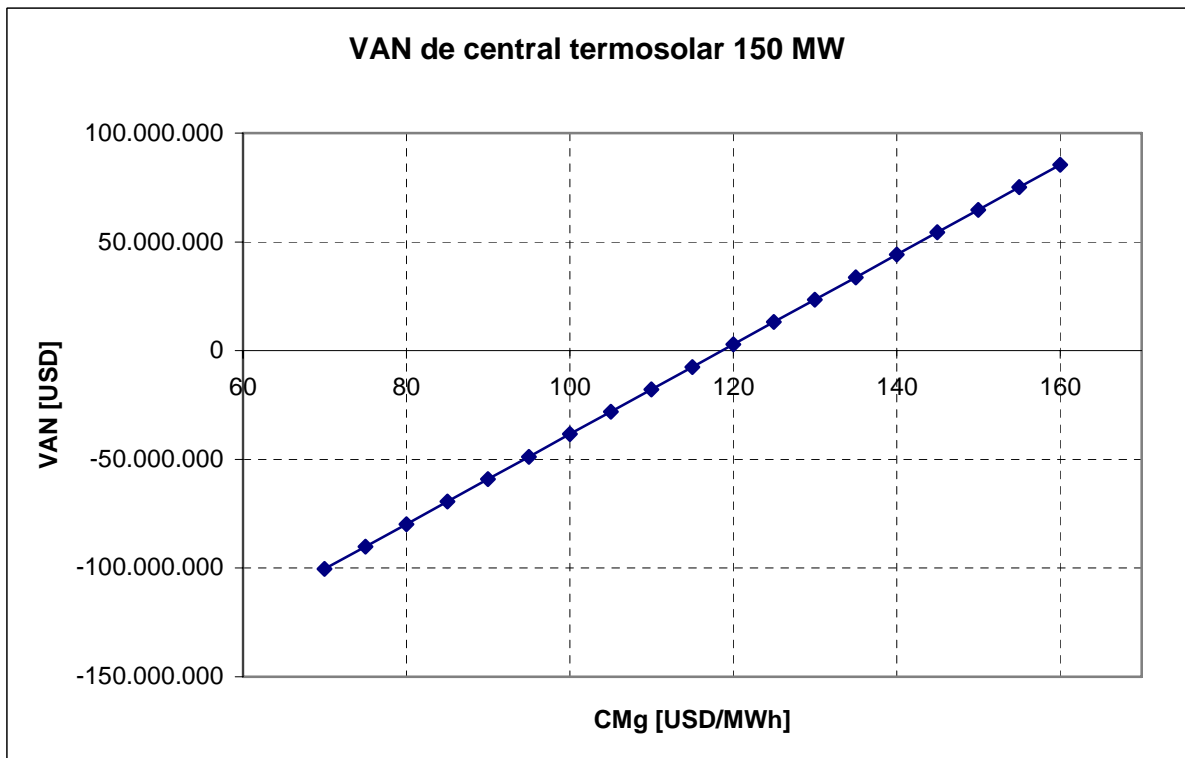


Figura 5.3: VAN de central termo solar de 150 MW en función de costo marginal de energía de SING

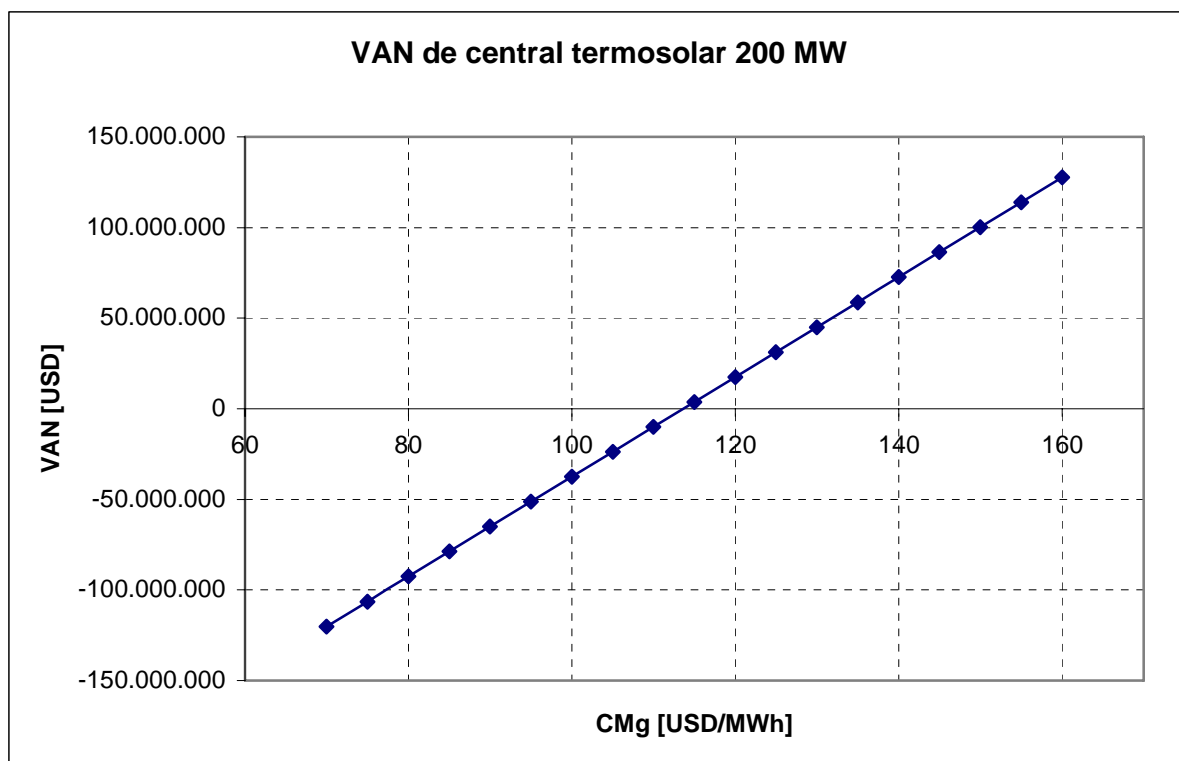


Figura 5.4: VAN de central termo solar de 200 MW en función de costo marginal de energía de SING

Costo marginal USD/MWh	Tamaño de planta MW			
	50	100	150	200
70	3,636%	4,574%	5,123%	5,493%
75	4,166%	5,115%	5,677%	6,056%
80	4,677%	5,640%	6,215%	6,604%
85	5,173%	6,150%	6,738%	7,137%
90	5,654%	6,646%	7,249%	7,657%
95	6,123%	7,132%	7,748%	8,167%
100	6,580%	7,607%	8,237%	8,667%
105	7,028%	8,073%	8,718%	9,159%
110	7,468%	8,530%	9,190%	9,642%
115	7,899%	8,981%	9,656%	10,119%
120	8,323%	9,424%	10,115%	10,589%
125	8,740%	9,862%	10,568%	11,054%
130	9,152%	10,294%	11,016%	11,513%
135	9,558%	10,721%	11,459%	11,968%
140	9,959%	11,143%	11,898%	12,419%
145	10,355%	11,561%	12,332%	12,865%
150	10,748%	11,976%	12,763%	13,308%
155	11,136%	12,387%	13,191%	13,748%
160	11,521%	12,795%	13,616%	14,185%

Tabla 5.3: Tasa Interna de Retorno de proyecto termo solar en función de precio de energía

Debido a las economías de escala que se presentan en la central, el VAN de la central de 200 MW es positivo para un CMg superior a 110 USD/MWh, mientras que para la central de 50 MW el VAN es mayor que cero cuando el CMg supera los 140 USD/MWh.

Los costos unitarios de inversión se presentan en la tabla 5.4. Este disminuye a medida que aumenta el tamaño de la planta, debido a las economías de escala detalladas en el capítulo 4. En la figura 5.5 se grafica el comportamiento del costo unitario de inversión.

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Costo de Inversión USD/kW	2.182	2.007	1.900	1.830

Tabla 5.4: Costo de inversión unitario de central termo solar

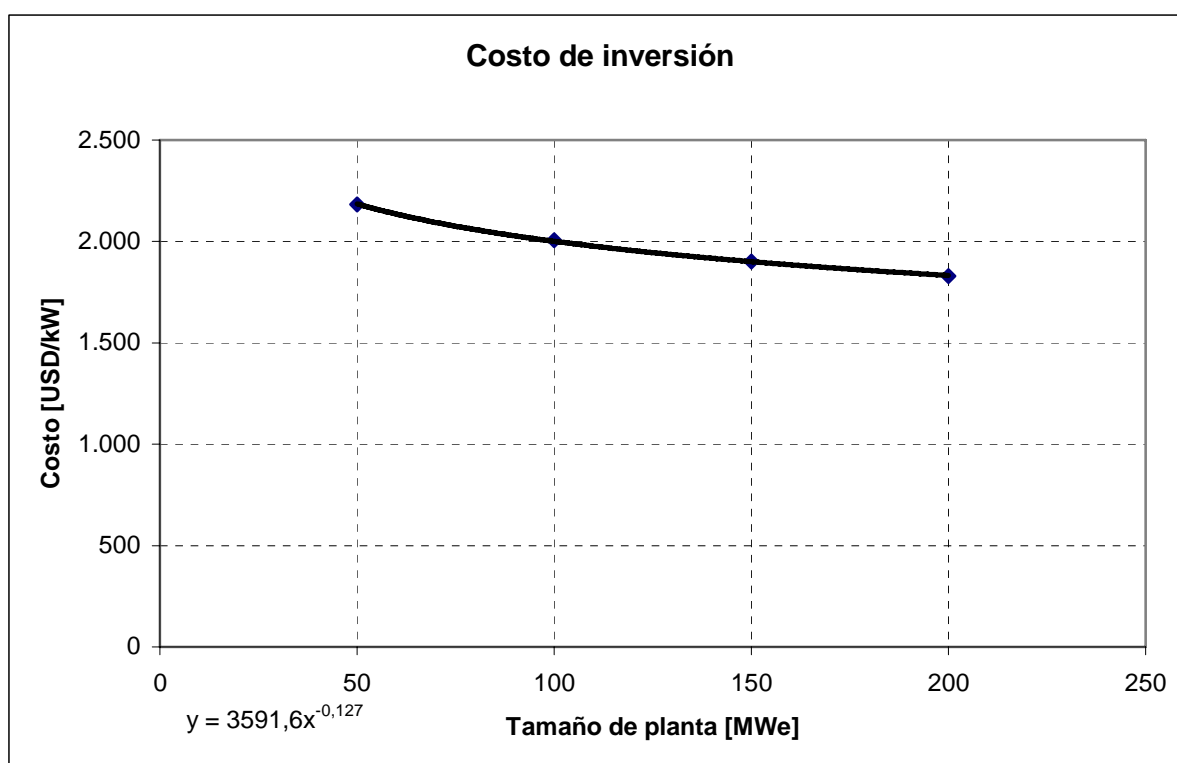


Figura 5.5. Comportamiento del costo unitario de inversión

Se modela el comportamiento del costo unitario de inversión en Excel, en función del tamaño de planta. Este modelo se presenta en la ecuación 5.1.

$$y = 3591.6x^{-0.127} \quad (5.1)$$

Donde:

y: Costo de inversión [USD/kW]

x: Tamaño de planta [MWe]

Los precios de la energía en el SING dependen fuertemente de los costos del carbón, debido a la dependencia del combustible en la matriz energética. Se considera razonable un costo marginal de la energía de 100 USD/MWh, debido a que se espera una estabilización en los costos del carbón a nivel internacional. En este escenario adverso, se avizoran dos opciones en que la planta sería rentable. En primer lugar se considera un descenso en los costos de inversión. Se estima que esta reducción debe venir de la tecnología asociada al campo de colectores parabólicos, debido a que el resto de la planta presenta tecnología madura. Esto quiere decir que debe existir un descenso en los costos de las estructuras de los colectores, reflectores y tubos receptores de calor, el que debería producirse al crecer el mercado mundial de colectores parabólicos. En la tabla 5.5 se muestra el costo unitario de inversión que se debe tener para que la planta sea rentable, además de el porcentaje de descenso de costo que debería experimentar la tecnología solar de colectores parabólicos.

Capacidad nominal de generación	50 MWe	100 MWe	150 MWe	200 MWe
Costo de Inversión USD/kW	1.573	1.605	1.614	1.619
Porcentaje de descenso de costo inversión	83,9%	55,6%	39,5%	29,2%

Tabla 5.5: Costos de inversión necesarios para rentabilidad de proyecto.

Según proyecciones, el costo de los componentes del campo solar puede experimentar una reducción de aproximadamente 35% al año 2010 debido a avances tecnológicos, incremento de la competencia en el mercado e incremento en el volumen de producción debido a una demanda creciente. En este escenario, sólo las plantas de 150 y 200 MWe serían rentables en el esquema planteado. Para el año 2020 se proyecta una reducción de costos en este ítem de aproximadamente 43% [10].

5.2 Análisis de sensibilidad

Se realiza un análisis de sensibilidad, aumentando cada variable en un 1% y observando la variación que produce este aumento en el VAN. Se considera el precio de la energía igual a 100 USD/MWh y 120 USD/MWh. En la tabla 5.6 y 5.7 se presentan los resultados para ambos escenarios. Los costos de los distintos ítem no tienen mayor influencia en el VAN del proyecto, valor que experimenta cambios menores al 1%. Los precios de energía y potencia en el SING tienen una sensibilidad mayor en el VAN. En el caso

de la planta de 150 MW, cuando el costo marginal de la energía es 120 USD/MWh, experimenta cambios notables al aumentar ciertas variables. Esto se debe a que el VAN del proyecto en estas condiciones es levemente superior a cero, por lo que al aumentar algunas variables el nuevo VAN llega a ser incluso más de 5 veces mayor en el caso de aumentar la eficiencia de conversión solar a eléctrica. Las variables que más afectan el VAN son esta y el factor de capacidad de la planta. Este resultado es importante, ya que según estimaciones, en el mediano plazo, la eficiencia neta de conversión solar a eléctrica puede alcanzar valores cercanos al 15%, debido a mejoras en la tecnología [10].

Capacidad nominal de generación Variable	Variación en el VAN			
	50 MW	100 MW	150 MW	200 MW
Factor de capacidad	3,74%	5,90%	8,47%	11,45%
Eficiencia de conversión solar a eléctrica	17,73%	27,25%	38,82%	52,92%
Cambio dólar	0,15%	0,14%	0,15%	0,17%
Precio energía	2,48%	3,78%	5,37%	7,33%
Precio potencia firme	0,17%	0,26%	0,36%	0,50%
Cambio dólar euro	-0,31%	-0,47%	-0,67%	-0,92%
Peaje de inyección	-2,72%	-4,15%	-5,90%	-8,06%
Costo de estructuras	-0,47%	-0,71%	-1,01%	-1,38%
Costo de montaje estructuras	-0,15%	-0,22%	-0,32%	-0,43%
Costo de tubos receptores	-0,23%	-0,36%	-0,50%	-0,69%
Costo de reflectores	-0,33%	-0,51%	-0,72%	-1%
Costo de fluido térmico	-0,07%	-0,11%	-0,16%	-0,22%
Costo de sistema seguimiento solar	-0,12%	-0,18%	-0,25%	-0,34%
Costo de sistemas electrónicos	-0,13%	-0,20%	-0,29%	-0,39%
Costo de tuberías interconexión	-0,16%	-0,24%	-0,34%	-0,47%
Costo de obras civiles	-0,18%	-0,28%	-0,40%	-0,55%
Costos adicionales	-0,19%	-0,30%	-0,42%	-0,58%
Costos de soldos	-0,15%	-0,14%	-0,15%	-0,17%
Costo de agua	-0,07%	-0,11%	-0,16%	-0,22%
Costo de CER	0,31%	0,48%	0,68%	0,93%
Costo de línea de transmisión	-0,01%	-0,01%	-0,01%	-0,01%

Tabla 5.6: Análisis de sensibilidad con costo marginal de energía de 100 USD/MWh

Capacidad nominal de generación Variable	Variación en el VAN			
	50 MW	100 MW	150 MW	200 MW
Factor de capacidad	11,90%	38,22%	182,11%	38,92%
Eficiencia de conversión solar a eléctrica	35,12%	111,33%	528,17%	113,36%
Cambio dólar	0,30%	0,56%	2,02%	0,36%
Precio energía	5,88%	18,52%	87,64%	18,85%
Precio potencia firme	0,33%	1,04%	4,94%	1,06%
Cambio dólar euro	-0,61%	-1,93%	-9,13%	-1,96%
Peaje de inyección	-6,46%	-20,34%	-96,30%	-20,72%
Costo de estructuras	-0,92%	-2,90%	-13,73%	-2,95%
Costo de montaje estructuras	-0,29%	-0,91%	-4,32%	-0,93%
Costo de tubos receptores	-0,46%	-1,45%	-6,87%	-1,48%
Costo de reflectores	-0,66%	-2,07%	-9,81%	-2%
Costo de fluido térmico	-0,15%	-0,46%	-2,20%	-0,47%
Costo de sistema seguimiento solar	-0,23%	-0,73%	-3,44%	-0,74%
Costo de sistemas electrónicos	-0,26%	-0,83%	-3,93%	-0,84%
Costo de tuberías interconexión	-0,31%	-0,98%	-4,66%	-1,00%
Costo de obras civiles	-0,37%	-1,15%	-5,44%	-1,17%
Costos adicionales	-0,39%	-1,22%	-5,75%	-1,24%
Costos de soldos	-0,30%	-0,56%	-2,04%	-0,37%
Costo de agua	-0,15%	-0,46%	-2,19%	-0,47%
Costo de CER	0,62%	1,95%	9,23%	1,98%
Costo de línea de transmisión	-0,02%	-0,04%	-0,11%	-0,02%

Tabla 5.7: Análisis de sensibilidad con costo marginal de energía de 120 USD/MWh

5.3 Sistema de almacenamiento térmico

Se realiza un pequeño estudio sobre la instalación de un sistema de almacenamiento térmico en la planta, de manera de aumentar el período de despacho diario de la planta. En este caso se debe hacer una inversión en el sistema de almacenamiento propiamente tal, y también se debe aumentar el área de colectores con el fin de aumentar la energía solar captada diariamente. Si no se aumenta el área de colectores, lo único que se logra es cambiar la hora del despacho, pero el factor de capacidad no varía.

El sistema analizado consiste en el almacenamiento de calor en tanques que contienen una mezcla binaria de sales de nitrato fundida. Durante la etapa de almacenamiento, el calor es transferido por el aceite térmico circulando en el campo de colectores solares al fluido de sales de nitrato a través de un intercambiador de calor. Durante la fase de uso del calor almacenado, el proceso es revertido, traspasándose el calor almacenado en el fluido de sales de nitrato al aceite térmico a través del mismo intercambiador de calor. El equipamiento requerido consta de un tanque de almacenamiento frío, que

opera a una temperatura nominal de 290°C, un tanque de almacenamiento caliente, el que opera a una temperatura nominal de 385°C, una cantidad suficiente de una mezcla de sales de nitrato, un intercambiador de calor de aceite a sales, y una serie de bombas de circulación del fluido de sales de nitrato [15].

La mezcla de sales referida consiste en un 60% de su peso en nitrato de sodio, y el restante 40% de su peso en nitrato de potasio [15]. Los tanques de almacenamiento deben ser construidos con paredes de aislación térmica, de manera de minimizar las pérdidas de calor hacia el medio exterior. Para lograr esto, las paredes y el techo de los estanques se aíslan con bloques de silicato de calcio, los que son cubiertos por una capa de aluminio corrugado para protegerlos de las inclemencias del tiempo [15]. El suelo consiste en varias capas, partiendo por una fundación de losa de concreto, una capa de aislación de lana de vidrio, ladrillos aislantes resistentes a altas temperaturas, y sobre esto la tapa inferior del estanque, de acero [15].

Se realizó el cálculo del costo del sistema de almacenamiento térmico a partir de datos obtenidos de un estudio [15], los que corresponden a una planta de 50 MWe. Para las restantes plantas se extrapolaron estos resultados, teniendo en cuenta que el alcance de este trabajo es ofrecer una visión general de este sistema. En el anexo 6 se presentan los costos desglosados del sistema de almacenamiento térmico. Las tablas 5.8 a 5.11 muestran los costos totales del sistema de almacenamiento térmico para cada tamaño de planta, en función del número de horas de almacenamiento requeridas.

Horas de almacenamiento	2	4	6	8	10	12
Costo USD	12.784.731	20.195.580	27.441.298	35.406.308	43.708.300	52.493.357

Tabla 5.8: Costo de sistema de almacenamiento térmico para planta de 50 MW

Horas de almacenamiento	2	4	6	8	10	12
Costo USD	20.195.580	35.406.308	52.493.357	72.376.932	96.785.559	127.447.761

Tabla 5.9: Costo de sistema de almacenamiento térmico para planta de 100 MW

Horas de almacenamiento	2	4	6	8	10	12
Costo USD	27.441.298	52.493.357	83.907.581	127.447.761	188.947.668	274.241.077

Tabla 5.10: Costo de sistema de almacenamiento térmico para planta de 150 MW

Horas de almacenamiento	2	4	6	8	10	12
Costo USD	35.406.308	72.376.932	127.447.761	214.446.995	347.202.836	539.543.486

Tabla 5.11: Costo de sistema de almacenamiento térmico para planta de 200 MW

Con los costos obtenidos, y considerando el aumento del área de colectores y otros ítems debido al mayor tiempo de despacho de la planta, se realizó la evaluación económica de esta alternativa. Los costos detallados se presentan en el anexo 5. Para un costo de la energía de 100 USD/MWh, y evaluando las plantas con sistema de almacenamiento térmico de 2 a 12 horas, se obtiene que el VAN es negativo para todos los casos. Esto debido a que los costos del sistema son elevados. Si el costo marginal es 110 USD/MWh, el sistema de almacenamiento térmico de 2 y 4 horas hace que la planta de 200 MW sea rentable.

Si el costo marginal de la energía es de 120 USD/MWh, la planta de 50 MW es rentable con su sistema de almacenamiento térmico de 6 a 12 horas, la planta de 100 MW es rentable con sistemas de almacenamiento térmico de 2 a 12 horas; la planta de 150 MW es rentable con un sistema de almacenamiento de 2 a 10 horas, y finalmente la planta de 200 MW es rentable con un sistema capaz de almacenar energía suficiente para que la planta funcione a capacidad nominal entre 2 a 8 horas.

Capítulo 6

Conclusiones

En el presente trabajo se investigó el actual estado de la tecnología termo solar de concentradores parabólicos para generar energía eléctrica en el norte de Chile.

Se implementó un modelo de radiación solar para determinar la energía disponible. Se puede ver que las condiciones de radiación solar que presenta el desierto de Atacama son buenas, y dicha zona es consignada en varios informes internacionales como una zona con un gran potencial para el aprovechamiento del recurso solar.

Dada las características de sequedad extrema del lugar escogido para el emplazamiento de la planta, se debe cambiar el mecanismo de enfriamiento usado por el bloque de potencia, de manera de disminuir el consumo de agua. Se puede ver que esto es posible, y el consumo disminuye drásticamente.

Se estudia en el presente trabajo el mecanismo de desarrollo limpio, y se puede ver que es económicamente rentable la emisión de bonos de carbono por la reducción de emisiones que se tienen en el SING debido a la instalación de plantas termo solares de colectores parabólicos.

El análisis económico de la planta demuestra que a un precio sostenido de la energía eléctrica en el norte grande de 100 USD/MWh, la planta no es rentable. Si el precio es de 120 USD/MWh, la planta es rentable si es construida con una capacidad nominal superior a 150 MWe. Esto se debe a que se presentan economías de escala en la inversión, debidas al bloque de potencia y al equipo intercambiador de calor.

Se calcula que para que la planta sea rentable con un precio de la energía eléctrica de 100 USD/MWh, deben existir disminuciones en los costos de la tecnología de colectores parabólicos. Estimaciones predicen una baja de un 35% en los costos de esta tecnología, lo que hace rentable a la planta con un tamaño superior a 150 MWe.

Se realiza un análisis económico de un sistema de almacenamiento térmico en la planta. Se concluye que la planta de 200 MWe es rentable con un precio de la energía de 110 USD/MWh, con un sistema de almacenamiento de 2 a 4 horas.

Como desarrollo futuro se propone el análisis de la rentabilidad de la planta con una predicción más precisa del comportamiento de los precios de la energía en el SING. También se propone la investigación de los incentivos necesarios a nivel estatal que permitirían que esta tecnología compita de mejor manera con otras tecnologías de generación más contaminantes, como el carbón, y que no incluyen en ningún análisis económico la variable emisión de gases. Esto depende de decisiones a largo plazo, viendo si es beneficioso para el país incentivar tecnologías limpias y aprovechar un energético primario renovable, y del que disponemos en abundancia. También se propone investigar el hipotético desarrollo que podría tener una industria propia de colectores parabólicos en Chile, dado que el nivel de tecnología involucrada, si bien es ingeniería de precisión, usa materiales disponibles en el país como son estructura de acero, espejos, tuberías, etc.

Bibliografía

- [1] TOKMAN Marcelo, “Desafíos Energéticos: Rol de las Tecnologías del Futuro”, presentación Seminario Internacional Pensando Hoy la Energía del Mañana, Comisión Nacional de Energía, 23 de octubre de 2008.
- [2] ŞEN Zekai. “Solar Energy Fundamentals and Modeling Techniques. Atmosphere, Environment, Climate Change and Renewable Energy”, Springer, 1ª edición, 2008.
- [3] MÜLLER-STEINHAGEN FRENG Hans, TRIEB Franz, “Concentrating solar power, A review of the technology”, Institute of Technical Thermodynamics, German Aerospace Center (DLR), Stuttgart, Alemania.
- [4] MÜLLER-STEINHAGEN FRENG Hans, TRIEB Franz, “Concentrating solar power for sustainable electricity generation, Part 2: Perspectives”, Institute of Technical Thermodynamics, German Aerospace Center (DLR), Stuttgart, Alemania.
- [5] DE LA CASTILLEJA Rodrigo, “Diseño y estudio de factibilidad técnico-económica de una Central con Tecnología Solar Comprimida”, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, 2008.
- [6] VARGAS L., Concentradores solares parabólicos en Plataforma Solar de Almería. [fotografía] 1 foto digital, 2048x1536 píxeles.
- [7] MARTINEZ Verónica, “Estado del arte y Evaluación Técnica de la Generación Termosolar de Electricidad”, Departamento de Ingeniería Química y Biotecnología, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, 2007.
- [8] CIEMAT, “Informe Anual 2001”, Plataforma Solar de Almería, España, 2001.
- [9] “Images: Supersize solar power | CNET News.com”, página web CNET Networks, EE.UU. (http://news.cnet.com/2300-13840_3-6240094-4.html?tag=ne.gall.pg, 19-06-2008)

[10] SARGENT & LUNDY LLC Consulting Group, “Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts”, National Renewable Energy Laboratory, Octubre 2003.

[11] “Solar Parabolic Trough”, Informe National Renewable Energy laboratory, EE.UU., 1998.

[12] PILKINGTON Solar International GmbH, “Status Report on Solar Thermal Power Plants”, Colonia, Alemania, 1996.

[13] PRICE Hank, HASSANI Vahab, “Modular Trough Power Plant Cycle and Systems Analysis”, National Renewable Energy Laboratory, EE.UU., Enero 2002.

[14] ARINGHOFF Rainer, GEYER Michael, TESLE Sven , “Concentrated Solar Thermal Power – Now!”, Greenpeace International, Amsterdam, Holanda, Septiembre 2005.

[15] KELLY B., KEARNEY D., “Thermal Storage Commercial Plant Design Study for a 2-Tank Indirect Molten Salt System”, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, EE.UU., Julio 2006.

[16] PILKINGTON Solar International GmbH , “Survey of Thermal Storage for Parabolic Trough Power Plants”, Colonia, Alemania, Septiembre 2000.

[17] Ley General de Servicios Eléctricos, Texto refundido D.F.L. N° 4/20.018, República de Chile, mayo 2006.

[18] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, “Guía del Mecanismo de Desarrollo Limpio para Proyectos del Sector Energía en Chile”, Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile, Julio de 2006.

[19] “Troughnet – U.S. Parabolic Trough Power Plant data” , página web , National Renewable Energy Laboratory, Colorado, Estados Unidos.
(http://www.nrel.gov/csp/troughnet/power_plant_data.html#solar_one, 19-6-2008).

[20] LOTKER Michael, “Barriers to Commercialization of Large-Scale Solar Electricity: Lessons Learned from the LUZ Experience”, Sandia National Laboratories, Estados Unidos, Noviembre 1991.

[21] “July 22, 2008: Solar Thermal Power Comino to a Boil”, página web Earth Policy Institute, Washington DC, EE.UU.

(http://www.earth-policy.org/Updates/2008/Update73_data.htm#fig7, 27-11-2008)

[22] Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, Naciones Unidas, 1998.

[23] CLEAN DEVELOPEMENT MECHANISM – EXECUTIVE BOARD, Informe AM0026/version 03, “Methodology for zero-emissions grid-connected electricity generation from renewable sources in Chile or in countries with merit order based dispatch grid”, United Nations Framework Convention on Climate Change, Bonn, Alemania, Noviembre 2007.

[24] INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICAS, “Distribución y Consumo Energético en Chile”, INE. Santiago, Chile, Septiembre 2008.

[25] “CDEC-SING”, página web Centro de Despacho Económico de carga – Sistema Interconectado del Norte Grande, Chile

(<http://www.cdec-sing.cl>, 10-10-2008)

[26] GLOBAL ENVIRONMENT FACILITY, “Assessment Of The World Bank / GEF Strategy For The Market Development Of Concentrating Solar Thermal Power”, Banco Mundial, Mayo 2005.

[27] “Abengoa Solar :: Geographies:: International:: Morocco”, página web Abengoa Solar S.A., España

(<http://www.abengoasolar.es/en/geographies/international/morocco/index.html>, 28-11-2008)

[28] “Public Utility Regulatory Policies Act – Wikipedia, the free encyclopedia”, página web, Wikipedia.

(http://en.wikipedia.org/wiki/Public_UTILITY_Regulatory_Policies_Act, 02-6-2008).

[29] KELLY Bruce, “Nexant Parabolic Trough Solar Power Plant Systems Analysis. Task 1: Preferred Plant Size”, National Renewable Energy Laboratory, EE.UU., Julio 2006.

[30] “Heat Transfer Products: Therminol VP-1 – Synthetic heat transfer fluid used during the vapor phase”, página web Therminol, Solutia Inc., EE.UU.

(<http://www.therminol.com/pages/products/sas/vp-1.asp>, 21-11-2008).

- [31] “Solutia Inc. – News Release”, página web Noticias Solutia Inc. EE.UU.
(<http://investor.solutia.com/phoenix.zhtml?c=88803&p=irolnewsArticle&ID=1188296&highlight=>, 21-11-2008).
- [32] DIRECCIÓN De Peajes, “Informe Anual de Peajes. Periodo 2009-2013”, CDEC-SING, Chile, Febrero 2009.
- [33] DIRECCIÓN De Peajes CDEC-SING, “2009_02_06 VNR+COyM Base de Datos 2009.xls” [archivo Excel], CDEC-SING, Febrero 2009.
- [34] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, “Fijación de Precios de Nudo Abril de 2008 SING. Informe Técnico Preliminar”, CNE, Santiago, Chile. Marzo de 2008
- [35] “Egypt State Information Service – Economy – Egypt Signs contract of first solar power station”, página web Egypt State Information Service, Egipto.
(<http://www.sis.gov.eg/En/EgyptOnline/Economy/000008/0202000000000000007930.htm>, 27-11-2008)
- [36] “YSTPP is major Iranian solar system organizations in Iran”, página web Ministerio de Energía, República Islámica de Irán.
(<http://www.ystpp.com/back.htm>, 27-11-2008)
- [37] “July 22, 2008: Solar Termal Power Coming to a Boil”, página web Earth Policy Institute, Washington DC, EE.UU.
(<http://www.earth-policy.org/Updates/2008/Update73.htm>, 27-11-2008)
- [38] “Morocco”, página web Organización SolarPACES.
(<http://www.solarpaces.org/News/Projects/Morocco.htm>, 28-11-2008)
- [39] PALMA Rodrigo, “Conceptos Económicos”, Presentación de ramo EM735 Mercados Internacionales de la Energía, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, primavera 2007
- [40] Reglamento de Ley General de Servicios Eléctricos, D.S. N° 327, República de Chile, diciembre 1997.
- [41] KELLY Bruce, “Nexant Parabolic Trough Solar Power Plant Systems Analysis. Task 2: Comparison of Wet and Dry Rankine Cycle Heat Rejection”, National Renewable Energy Laboratory, EE.UU., Julio 2006.

[42] GOOGLE Earth, [software] [consulta: 11 dicembre 2008]

Anexo 1: Programa MATLAB para cálculo de radiación solar

A continuación se presenta el código implementado en MATLAB para realizar el cálculo de la radiación solar incidente en el lugar escogido para el emplazamiento de la central termo solar.

```
%Modelo Astronómico de Radiación Solar diaria Chile
%con correlaciones de Perrin de Brinchambaut
%
%Implementado por Nicolás Carrasco Argomedo
%2009

%Coordenadas geográficas del punto a evaluar

LAT = -20.9667;
LONG = -69.633333;

DIA = 172; %Número de día del año- 1-ene = 1 31-dic = 365

%Constantes de ajuste para modelo
% de Perrin de Brinchambaut

A = 1210;
B = 6;
C = 1;
K = 0.75;

DEC = 23.45*sin(deg2rad(360*(284+DIA)/365)); %Cálculo de declinación
                                             %solar (Relación de Cooper)

LSM = -45;                                %Longitud de huso
                                             %horario oficial verano

if (DIA > 72) && (DIA < 288)
```

```

    LSM = -60;                %Longitud de huso horario
                              %oficial invierno
end

Hr = zeros(240,1);          %Hora se divide en 10 para
                              %cálculo de condiciones

Hr(1,1)=0;

for i= 2:241
    Hr(i,1)=Hr(i-1,1)+0.1;
end

Hrsolar = zeros(240,1);     %Hora solar, que se corrige
                              %por distancia a huso
                              %horario oficial

for i= 1:241
    if (Hr(i,1)+(LONG-LSM)/15<0)
        Hrsolar(i,1)=Hr(i,1)+24+(LONG-LSM)/15;
    else
        Hrsolar(i,1)=Hr(i,1)+(LONG-LSM)/15;
    end
end

omega=zeros(240:1);        % Ángulo horario

for i=1:241
    omega(i,1)=15*(Hrsolar(i,1)-12);
end

aux = zeros(241,1);

for i=1:241

aux(i,1)=sin(deg2rad(LAT))*sin(deg2rad(DEC))+cos(deg2rad(LAT))*cos(deg2rad(DEC))*cos(deg2rad(omega(i,1)));

```

```

end

hrad=zeros(241,1);

for i=1:241
    hrad(i,1)=asin(aux(i,1));           %Altura solar en radianes
end

hdeg=zeros(241,1);

for i=1:241
    hdeg(i,1)=rad2deg(hrad(i,1));      %Altura solar en grados sexagesimales
end

AZIMUTrad = zeros(241,1);             %Acimút solar en radianes

for i=1:241
    AZIMUTrad(i,1) = asin(cos(deg2rad(DEC))*sin(deg2rad(omega(i,1)))/cos(hrad(i,1)));
end

AZIMUTdeg = zeros(241,1);             %Acimút solar en grados sexagesimales

for i=1:241
    AZIMUTdeg(i,1) = rad2deg(AZIMUTrad(i,1));
end

I = zeros(241,1);                     %Radiación solar directa instantanea

for i=1:241
    if (hdeg(i,1)>0)
        I(i,1)= A*exp(-1/(B*sin(deg2rad(C+hdeg(i,1)))));
    else
        I(i,1)=0;
    end
end
end

```

```

E = zeros(241:1);

for i=2:241
    E(i,1) = min(I(i,1),I(i-1,1))*0.1;      %Suma de Riemann Inferior
end

Ediaria = sum(E)/1000

plot(I);
axis([0 240 0 1200]);
set(gca,'Xtick',0:10:240);
set(gca,'XTickLabel',{'0','1','2','3','4','5','6','7','8','9','10','11','12','13','14','15','16','17','18','19','20','21','22','23','24'});
grid on;
ylabel('Radiación [W/m^2]');
xlabel('Hora del día');

```

Anexo 2: Desarrollo de proyectos termo solares en el mundo

En relación al desarrollo de plantas termo solares en otros países, se utilizó el informe de Greenpeace “Concentrated Solar Termal Power – Now!”, del año 2005 [14].

- **Algeria**

Algeria ha desarrollado un programa nacional para la promoción de fuentes de energías renovables, llamado Plan de Desarrollo de Energía Sustentable para el año 2020. Algeria es el primer país no perteneciente a la OECD¹¹ en crear una ley de incentivo de tarifas feed-in en marzo de 2004. Esto significa que la energía proveniente de fuentes renovables recibe un incentivo en la tarifa de venta. La ley (Decreto Ejecutivo 04-92) establece un Premium en la producción total de los proyectos ISCC que se establece en función del porcentaje de energía solar que produce el proyecto. Los rangos van desde un Premium de 100% para un porcentaje entre 5-10% de energía solar, hasta un 200% para un porcentaje superior a 20% de energía solar.

El año 2005 se realizó un llamado a propuestas para construir una planta ISCC de 150 MWe con colectores parabólicos. Para el año 2010 se pretende tener una capacidad instalada de 2000 MWe en generación solar, y construir dos cables submarinos de transmisión hacia Europa para poder exportar 1200 MWe.

- **Egipto**

Actualmente Egipto se encuentra desarrollando una planta del tipo ISCC de 140 MWe de capacidad, con una contribución solar de 30 MWe. Este proyecto cuenta con el auspicio del Banco Mundial, a través del Fondo Global del Medioambiente (GEF), y se espera que el año 2012 se encuentre terminado [35]

- **España**

España es pionero en el desarrollo de tecnología solar. Esto se basa principalmente en la investigación realizada por más de 25 años en la Plataforma Solar de Almería (PSA).

¹¹ OECD: “Organization for Economic Co-operation and Development”, organización que agrupa a los países industrializados.

En marzo de 2004 se publica el Decreto Real 436, que aumenta la tarifa Premium de inyección de energía eléctrica proveniente de centrales solares de potencias cuyas potencias estén entre 100 kW a 50 MW (fotovoltaicas y termo solares) de 12 a 18 centavos de euro por kWh por sobre el precio del pool. Además ofrece garantías por 25 años al financiamiento bancario de proyectos de energía termo solar y una adaptación anual de la tarifa Premium a las alzas en los precios de la electricidad. Se permite que las plantas termo solares tengan calderas de vapor que funcionen con gas natural, mientras el aporte energético de esta no sobrepase de un 12 a 15% del total de la potencia de salida. Luego de este incremento en el incentivo por desarrollar energía termo solar, se inició una docena de proyectos de centrales de colectores parabólicos de unos 50 MWe cada uno. Entre las empresas involucradas se encuentran Abengoa y ACS/Cobra, el socio español de Solar Millenium para las plantas Andasol, así como EHN, socio de la empresa estadounidense de plantas CSP Solargenix, Iberdrola, Hidrocantábrico-Genesa y otras. Se espera una capacidad instalada de unos 500 MWe de plantas termo solares CSP pueda estar operativa para el año 2010.

- India

La Corporación de Energías Renovables del Estado de Rajasthan hizo un llamado a propuestas el año 2002 para la construcción de una central de ciclo combinado de 140 MWe, incorporando un campo de colectores parabólicos de unos 220.000 m², que equivaldrían a aproximadamente 30 MWe de capacidad solar. Para desarrollar este proyecto se alcanzó un acuerdo entre el Banco Mundial (a través del GEF), y el Banco de Desarrollo Alemán KfW¹², con el fin de que estas instituciones cofinanciaran la planta. GEF aportaría USD 50 millones para cubrir los costos solares adicionales, mientras que KfW proveería un préstamo de 128 millones de Euro. India aportaría USD 20 millones. Hubo poca competencia en la adjudicación del proyecto, lo que sumado al alto riesgo y a la incerteza en el abastecimiento de combustible ha provocado que el proyecto se retrase.

- Irán

Desde el año 1997, el gobierno de Irán ha estado interesado en la implementación de un campo de colectores solares parabólicos con un área entre 200.000 a 400.000 m² en una planta de gas natural de ciclo combinado de 300 MWe. Por lo mismo, Irán hizo a GEF la petición de financiamiento del costo incremental del campo sola. Debido a que GEF no otorgó los recursos por falta de estudios en el momento, en el año 2005 Irán cambió la configuración de la planta y ahora pretende construir un campo solar equivalente a unos 17 MWe en una planta ISCC de 467 MWe.

¹² KfW: “Kreditanstalt für Wiederaufbau”

La construcción de las actividades preeliminares ha comenzado, tales como la construcción de obras civiles, tuberías de gas y agua, extensión de subestación eléctrica etc. [36].

- Israel

En noviembre de 2001, el Ministerio de Infraestructura Nacional, responsable del sector energético, decidió introducir la energía termo solar como un elemento estratégico en el mercado eléctrico israelí. Se completó un estudio de factibilidad el año 2003, identificando los incentivos necesarios. Se calculó una tarifa de 19,4 centavos de dólar por hora de energía solar, lo que generó interés en desarrollar la tecnología en el desierto de Negev.

Este proyecto permitiría generar suficiente energía para los 100.000 automóviles eléctricos que Project Better Place, una compañía dedicada a la fabricación de sistemas de transporte personal en base a electricidad, prevé poner en circulación en las calles israelíes a fines de 2010 [37].

- Italia

El año 2001 el parlamento italiano destinó 110 millones de EURO para el desarrollo de tecnologías termo solares y para un programa de demostración nacional. A principios de 2004 se firmó un acuerdo de cooperación entre el Centro Nacional de Investigación del Medioambiente y Energías Renovables (ENEA) y la empresa ENEL, una de las compañías de servicios públicos más grandes de Italia y Europa, para desarrollar el proyecto Arquímedes en Sicilia, como la primera planta italiana que integraría tecnología termo solar de concentradores parabólicos con una planta de ciclo combinado existente, utilizando un nuevo diseño de colectores, nuevos tubos absorbedores de calor y sal fundida como fluido térmico y de almacenamiento de calor.

- Marruecos

En junio de 2007, la firma Abener, perteneciente al grupo español Abengoa se adjudicó un proyecto por la construcción de una planta ISCC [38]. Esta tendrá una capacidad total de 470 MWe, de los cuales 20 MWe serán proporcionados por un campo de colectores parabólicos de 183.000 m² [27]. GEF dio su aprobación para un préstamo de USD 50 millones que permitirá cubrir el costo incremental del campo de colectores. Además se obtuvo financiamiento del Banco de Desarrollo Africano.

- México

La Comisión Federal de Electricidad propuso un plan de expansión el año 2002 en el que se consideraba un proyecto termo solar. Este implicaría la construcción de una planta de ciclo combinado de gas natural de 250 MW operando opcionalmente en forma híbrida con un campo solar de al menos 25 MWe. El costo incremental del campo solar sería cubierto por un crédito de GEF. Dado que no hubo interés de inversionistas, se decidió en 2003 que la alternativa solar sería obligatoria. El año 2005 se decidió que el lugar de emplazamiento sería en el estado de Sonora, y se sugirió que el tamaño de la planta se duplicara hasta 500 MWe.

Anexo 3: Aspectos relevantes de la LGSE en relación al negocio de generación eléctrica

Las centrales productoras de energía eléctrica distintas a las centrales hidroeléctricas no están sometidas a concesiones (Art. 3°).

Los suministros efectuados desde instalaciones de generación no se consideran como servicio público (Art. 8°).

Los propietarios de medios de generación conectados a un sistema eléctrico cuya fuente sea no convencional (en particular solar), cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20.000 kW, estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones del generador hacen del sistema troncal. Si los excedentes de potencia suministrada al sistema son menores a 9.000 kW, el pago es nulo. En caso de estar entre 9.000 y 20.000 kW, el pago de peaje será el que se efectúa en condiciones normales multiplicado por un factor proporcional igual a (Art. 79°):

$$\frac{\text{excedentes}_{\text{potencia}}[\text{kW}] - 9000}{11000} \quad (9.1)$$

Si la capacidad conjunta exceptuada de peajes excede el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico, los propietarios de medios de generación no convencionales (geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares) cuyos excedentes no sobrepasen 20.000 kW deberán pagar un peaje equivalente a los montos de los peajes exceptuados en virtud del párrafo anterior, multiplicados por un factor proporcional igual al cociente entre el excedente por sobre el 5% de la capacidad total instalada del sistema eléctrico y la capacidad conjunta exceptuada de peajes, esta última corresponde a la suma de los excedentes de potencia suministrados al sistema por cada uno de los medios de generación citados, multiplicados por la diferencia entre uno y el factor proporcional de la ecuación 2.10 (Art. 79°).

Los propietarios de centrales de generación eléctrica pagarán un peaje de inyección que será equivalente a la suma de los pagos que les corresponden en el financiamiento de los tramos del área de influencia común y de los tramos del sistema de transmisión troncal no incluidos en el área de influencia común (Art. 102°).

Las obras de generación o parte de ellas no podrán ser puestas en servicio sin haberlas comunicado previamente el dueño de ellas a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, por lo menos con quince días de anticipación (Art. 123°).

La operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí deberá coordinarse. Esta será efectuada a través de un CDEC¹³ (Art. 137°).

Para efectos de cumplimiento de las funciones del CDEC, quien explote las centrales generadoras interconectadas al sistema estará obligado a sujetarse a la coordinación del mismo y a proporcionar la información necesaria que el CDEC le solicite para mantener la seguridad global del sistema, optimizar la operación y garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión (Art. 138°).

Las transferencias de energía entre empresas eléctricas, que posean medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico, y que resulten de la aplicación de la coordinación de la operación, serán valorizadas al costo marginal instantáneo del sistema eléctrico. Estos costos serán calculados por el CDEC (Art. 149°).

Las transferencias de potencia entre empresas eléctricas, que posean medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la operación coordinada, serán valorizadas al precio de nudo de la potencia (Art. 149°).

Todo propietario de centrales generadoras que operen interconectadas deberá prestar en el respectivo sistema eléctrico los servicios complementarios de que disponga (Art. 150°).

¹³ CDEC: Centro de Despacho Económico de Carga.

Anexo 4: Desarrollo de teoría marginalista para cálculo de ingresos por energía y potencia

El ingreso por potencia firme nace de aplicar la teoría económica marginalista al sector de generación eléctrica. En efecto, se tiene la función objetivo:

$$Z = \sum_{i=1}^{NG} a_i P_i + \sum_{i=1}^{NG} \left[b_i \left(\sum_{j=1}^{NB} G_{ij} N_j \right) \right] \quad (10.1)$$

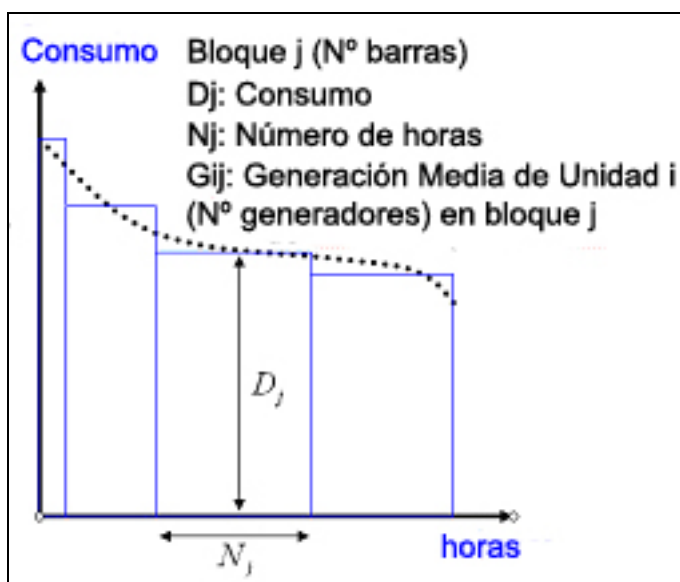


Figura 10.1: Curva de duración de la demanda típica [22]

La primera sumatoria corresponde a los costos de inversión más los costos fijos de operación y mantenimiento, mientras que la segunda sumatoria corresponde a los costos variables de operación, donde:

P_i = Potencia instalada [MW]

a_i = Costo de inversión + Costo de Operación y mantenimiento [\$/MW]

b_i = Costo de operación variable [\$/MWh]

Es deseable para el funcionamiento a costo mínimo para el sistema en su globalidad, realizar una minimización de la función objetivo de costos. Las restricciones del problema son las siguientes:

$$\sum_{i=1}^{NG} P_i \geq D_{max} \quad (10.2)$$

La ecuación 2.12 impone la condición de seguridad de que la capacidad de generación instalada debe superar la demanda de punta.

$$\sum_{i=1}^{NG} G_{ij} N_j \geq D_j N_j \quad (10.3)$$

La ecuación 2.13 significa que la energía generada en un bloque horario debe ser mayor o igual a la energía demandada. La no igualdad se debe a las pérdidas que ocurren en el sistema de transmisión.

$$P_i - G_{ij} \geq 0 \quad (10.4)$$

La ecuación 2.14 se obtiene de la condición que una unidad no puede exceder la capacidad nominal de generación.

$$P_i, G_{ij} \geq 0 \quad (10.5)$$

Las potencias nominales así como la generación media son positivas. Una vez planteadas las relaciones, se resuelve el siguiente problema.

$$Min Z = \sum_{i=1}^{NG} a_i P_i + \sum_{i=1}^{NG} \left[b_i \left(\sum_{j=1}^{NB} G_{ij} N_j \right) \right] \quad (10.6)$$

, sujeto a las siguientes restricciones:

$$\sum_{i=1}^{NG} P_i \geq D_{max} \quad (10.7)$$

$$\sum_{i=1}^{NG} G_{ij} N_j \geq D_j N_j \quad (10.8)$$

$$P_i - G_{ij} \geq 0 \quad (10.9)$$

$$P_i, G_{ij} \geq 0 \quad (10.10)$$

La resolución del óptimo de este problema es análoga a encontrar la solución del problema dual:

$$\begin{aligned}
\text{Min } Z &= \mathbf{c}^T \mathbf{x} & \text{Max } Z &= \mathbf{b}^T \mathbf{w} \\
\mathbf{A}^T \mathbf{x} &\geq \mathbf{b} & \Leftrightarrow & \mathbf{A}^T \mathbf{w} \leq \mathbf{c} \\
\mathbf{x} &\geq 0 & & \mathbf{w} \geq 0
\end{aligned} \tag{10.11}$$

En el óptimo se tiene que $\mathbf{c}^T \mathbf{x}^* = \mathbf{b}^T \mathbf{w}^*$. A partir de este desarrollo se obtiene que:

$$\sum_{i=1}^{NG} a_i P_i^* + \sum_{i=1}^{NG} \left[b_i \left(\sum_{j=1}^{NB} G_{ij}^* N_j \right) \right] = \text{Dmax } \lambda_o^* + \sum_{j=1}^{NB} \lambda_j^* D_j N_j \tag{10.12}$$

Inversión
Operación
Recaudación Teoría Marginalista

Se desprende del desarrollo anterior que si solo se tarifica cobrando la energía, no se cubren los costos de inversión y operación. Esto justifica el ingreso por potencia firme¹⁴ [39].

El reglamento de la Ley general de Servicios Eléctricos, Decreto Supremo N° 327, 1997 [40], explica el procedimiento para el cálculo de la potencia firme que se asigna a cada unidad generadora.

El artículo 258 señala que la potencia de punta de un generador es la máxima demanda media horaria bruta comprometida con sus clientes en las horas de punta anual del sistema eléctrico respectivo.

El artículo 259 dice que cada generador debe estar en condiciones de satisfacer anualmente su demanda de potencia en horas de punta, considerando la potencia firme propia y la adquirida a otros generadores del sistema. En este sentido se entiende por potencia firme de un generador la potencia máxima que sería capaz de inyectar y transitar en los sistemas de transmisión en las horas punta del sistema, considerando su indisponibilidad probable.

¹⁴ Potencia firme: Potencia máxima que un generador es capaz de inyectar y transitar en los sistemas de transmisión en las horas punta del sistema, considerando su indisponibilidad probable [40].

Anexo 5: Proceso de emisión de bonos de carbono

Para obtener certificados de emisiones se deben seguir una serie de pasos administrativos. La Comisión Nacional de Energía elaboró un documento llamado “Guía del Mecanismo de Desarrollo Limpio para Proyectos del Sector Energía en Chile” [18], en el que se detalla el proceso.

En primer lugar se debe elaborar un Documento de Diseño de Proyecto, PDD¹⁵. Este debe ser evaluado por una Entidad Operacional Designada, DOE¹⁶. En dicho documento se debe cuantificar las reducciones esperadas de GEI que presentará el proyecto. Los tiempos de cada una de las etapas requeridas para la obtención de CERs son menores si se aplica una metodología aprobada. Este es el caso del presente proyecto. El tiempo estimado de preparación del PDD es de 2 meses.

Luego se realiza el proceso de aprobación nacional, por parte de la CONAMA. Esta debe ratificar que la participación de las partes involucradas en el proyecto es voluntaria, y que el proyecto aporta al desarrollo sustentable del país. El tiempo estimado de este proceso es de 1 a 2 meses.

Después se debe llevar a cabo la validación del proyecto. Esta se realiza por una DOE. Cabe señalar que, salvo en proyectos de pequeña escala, una misma DOE no puede realizar la validación, verificación y certificación de un mismo proyecto. En este proceso se comprueba si el proyecto se ajusta a los requerimientos del MDL, además de analizarse la aplicación de la Metodología de Línea Base correspondiente. Si la validación es aceptada, se registra el proyecto. Esto consiste en la aceptación oficial como Proyecto MDL. La validación demora unos 5 meses, mientras que el registro sin revisión demora 2 meses.

Una vez que el proyecto ha iniciado sus operaciones, se realiza la fase de monitoreo. Esta incluye la recopilación y archivo de todos los datos necesarios para medir o estimar las emisiones de GEI del proyecto, y también para calcular la reducción de emisiones. Debe ser realizada siguiendo las pautas de la Metodología de Monitoreo aprobada.

Posteriormente viene la etapa de verificación. Esta consiste en el examen periódico independiente y la determinación a posteriori de las reducciones de emisiones del proyecto. Luego de que una DOE confirma

¹⁵ PDD: *Project Design Document*.

¹⁶ DOE: Entidad independiente, acreditada por la Junta Ejecutiva del MDL, que valida los proyectos del mecanismo, además de verificar y certificar las reducciones de emisiones de GEI. La lista de entidades acreditadas se encuentra en el sitio web: <http://cdm.unfccc.int/DOE>

dichas reducciones a la Junta Ejecutiva del MDL, a través de un informe de certificación. La Junta emite los CERs una vez aprobado dicho informe.

El ciclo completo de emisión de CERs demora un tiempo total estimado de 12 meses cuando se dispone de una metodología de línea base aprobada. En la figura 11.1 se presenta un esquema de los pasos que sigue el proceso.

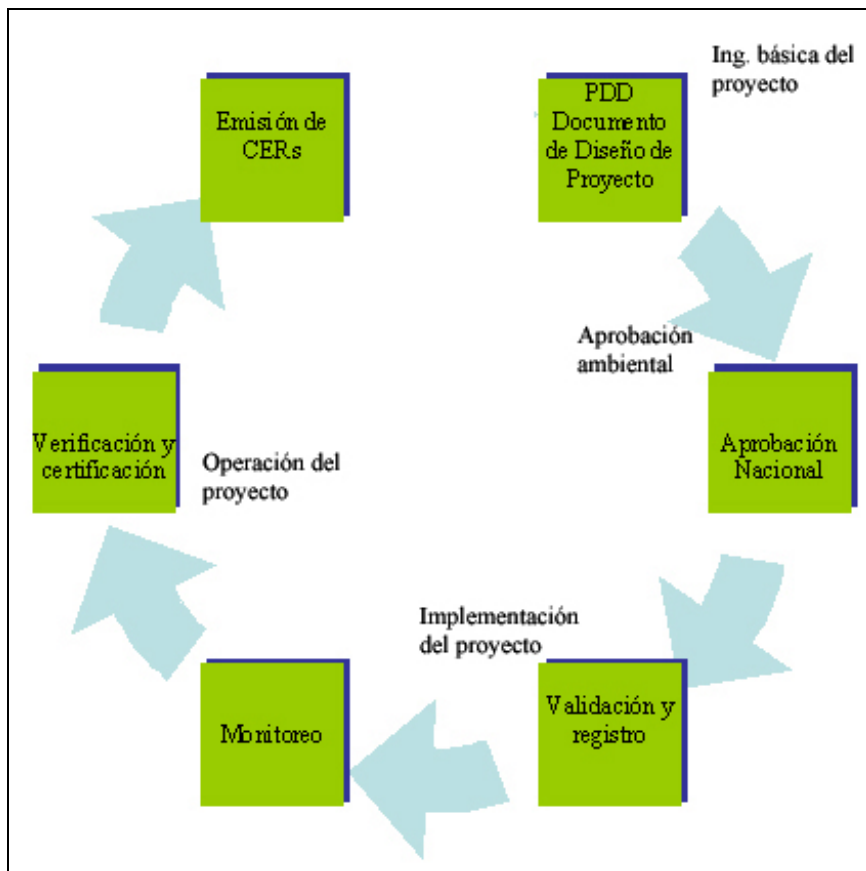


Figura 11.1: Ciclo de obtención de certificación de proyecto MDL

Anexo 6: Costos de sistema de almacenamiento térmico

Tamaño de planta	50		Mwe			
	Horas de almacenamiento térmico					
	2	4	6	8	10	12
Energía adicional generada año GWh	35,9170421	71,8340842	107,751126	143,668168	179,58521	215,5022525
Energía total generada año GWh	131,600042	167,517084	203,434126	239,351168	275,26821	311,1852525
Factor de capacidad planta	30,05%	38,25%	46,45%	54,65%	62,85%	71,05%
Área total de colectores m ²	349.408	444.771	540.133	635.495	730.858	826.220
Área total de colectores Ha	34,94	44,48	54,01	63,55	73,09	82,62
Costo de estructuras colectores USD	18.868.037	24.017.610	29.167.183	34.316.757	39.466.330	44.615.904
Costo de montaje estructuras USD	5.939.937	7.561.099	9.182.261	10.803.423	12.424.585	14.045.747
Costo total estructuras USD	24.807.974	31.578.710	38.349.445	45.120.180	51.890.916	58.661.651
Costo Tubos Receptores USD	9.783.426	12.453.576	15.123.725	17.793.874	20.464.023	23.134.172
Costo Reflectores USD	13.976.324	17.790.822	21.605.321	25.419.820	29.234.319	33.048.817
Costo de fluido Therminol VP-1 USD	2.800.506	3.564.836	4.329.166	5.093.496	5.857.827	6.622.157
Costo de Intercambiador de Calor USD	5.900.000	5.900.000	5.900.000	5.900.000	5.900.000	5.900.000
Costo de Bloque de Potencia USD	41.261.932	41.261.932	41.261.932	41.261.932	41.261.932	41.261.932
Costo de Sist Seguimiento Solar USD	4.891.713	6.226.788	7.561.862	8.896.937	10.232.012	11.567.086
Costo de Sistemas Electrónicos USD	5.590.529	7.116.329	8.642.128	10.167.928	11.693.727	13.219.527
Costo Tuberías de Interconexión USD	6.638.754	8.450.641	10.262.528	12.074.414	13.886.301	15.698.188
Costo de Obras Civiles USD	7.337.570	9.340.182	11.342.794	13.345.405	15.348.017	17.350.629
Costos Adicionales USD	7.337.570	9.340.182	11.342.794	13.345.405	15.348.017	17.350.629
Costos de Sistema de Almacenamiento Térmico						
Tanque frio						
Tanque	734.789	1.420.122	2.105.455	2.790.788	3.476.121	4.161.454
Aislación Térmica	237.058	382.768	487.396	594.337	746.989	988.748
Fundaciones	387.158	644.900	846.996	1.053.022	1.322.554	1.715.169
Tanque Caliente						
Tanque	783.949	1.518.309	2.252.669	2.987.028	3.721.388	4.455.748
Aislación Térmica	278.629	450.287	573.745	699.988	880.003	1.164.776
Fundaciones	440.067	744.296	990.591	1.241.057	1.557.801	2.002.929
Medio de almacenamiento	4.465.350	8.930.701	13.396.051	17.861.401	22.326.752	26.792.102
Intercambiador calor de aceite a sales	2.865.000	2.865.000	2.865.000	3.384.030	3.980.037	4.576.044
Bombas de sales de nitrato	1.420.000	1.420.000	1.420.000	1.569.328	1.711.660	1.853.992
Balance de sistema de almacenamiento	1.172.730	1.819.196	2.503.395	3.225.328	3.984.995	4.782.394
Costo Total Sistema TES USD	12.784.731	20.195.580	27.441.298	35.406.308	43.708.300	52.493.357
Costos de Inversión USD	143.111.029	173.219.576	203.162.992	233.825.701	264.825.391	296.308.146

Toneladas de CO2 reducidas	108.254	137.800	167.345	196.890	226.436	255.981
Costos de proyecto MDL						
Diseño	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000
Validación	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Registro	20.000	20.000	20.000	20.000	30.000	30.000
Verificación	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
Monitoreo	71.556	86.610	101.581	116.913	132.413	148.154
Costo Total proyecto MDL USD	191.556	206.610	221.581	236.913	262.413	278.154
Nº de personal administrativo	7	7	7	7	7	7
Nº de personal Operaciones Planta	13	13	13	13	13	13
Nº de personal mantenimiento planta	8	8	8	8	8	8
Nº de personal mantenimiento campo solar	11	14	17	20	22	25
Costo Sueldos Administrativos CLP/año	109.200.000	109.200.000	109.200.000	109.200.000	109.200.000	109.200.000
Costo Sueldos Operaciones Planta CLP/año	93.600.000	93.600.000	93.600.000	93.600.000	93.600.000	93.600.000
Costo Sueldos Mantenimiento Planta CLP/año	57.600.000	57.600.000	57.600.000	57.600.000	57.600.000	57.600.000
Costo Sueldos Mantenimiento Solar CLP/año	52.800.000	67.200.000	81.600.000	96.000.000	105.600.000	120.000.000
Costo Total Sueldos CLP/año	313.200.000	327.600.000	342.000.000	356.400.000	366.000.000	380.400.000
Costo Total Sueldos USD/año	569.455	595.636	621.818	648.000	665.455	691.636
Consumo de agua Limpieza de espejos m ³ /año	7.687	9.785	11.883	13.981	16.079	18.177
Consumo de agua reposición vapor m ³ /año	22.735	28.940	35.145	41.350	47.555	53.760
Consumo total agua m ³ /año	30.422	38.725	47.028	55.331	63.634	71.937
Costo agua USD	362.023	460.828	559.634	658.439	757.245	856.050
Costo desmineralizante USD	12.277	15.628	18.978	22.329	25.680	29.030
Costo Materiales y Servicios USD	724.051	921.663	1.119.275	1.316.887	1.514.499	1.712.111
Costo total O&M USD	1.667.805	1.993.755	2.319.705	2.645.655	2.962.878	3.288.828
Costo Unitario O&M USD/kWh	0,0127	0,0119	0,0114	0,0111	0,0108	0,0106
Ingresos Venta de Energía USD	15.792.005	20.102.050	24.412.095	28.722.140	33.032.185	37.342.230
Ingresos Venta CER USD	1.665.449	2.119.993	2.574.537	3.029.081	3.483.625	3.938.169
Costos peaje USD	1.275.994	1.624.246	1.972.497	2.320.749	2.669.001	3.017.252
Potencia Firme Disponible, MW	7,9576	10,1294	12,3013	14,4731	16,6449	18,8168
Ingreso por potencia firme USD	805.048	1.024.766	1.244.484	1.464.203	1.683.921	1.903.639
Costo de inversión USD/kWh	2862,220586	3464,391528	4063,259847	4676,514012	5296,507812	5926,162928

Tamaño de planta

	100		Mwe			
	Horas de almacenamiento térmico					
	2	4	6	8	10	12
Energía adicional generada año GWh	71,8340842	143,668168	215,502252	287,3363366	359,170421	431,004505
Energía total generada año GWh	263,200084	335,034168	406,868252	478,7023366	550,536421	622,370505
Factor de capacidad planta	30,05%	38,25%	46,45%	54,65%	62,85%	71,05%
Área total de colectores m ²	698.816	889.541	1.080.266	1.270.991	1.461.716	1.652.441
Área total de colectores Ha	69,88	88,95	108,03	127,10	146,17	165,24
Costo de estructuras colectores USD	37.736.074	48.035.220	58.334.367	68.633.514	78.932.660	89.231.807
Costo de montaje estructuras USD	11.879.875	15.122.199	18.364.523	21.606.847	24.849.171	28.091.495
Costo total estructuras USD	49.615.949	63.157.419	76.698.890	90.240.361	103.781.831	117.323.302
Costo Tubos Receptores USD	19.566.853	24.907.151	30.247.450	35.587.748	40.928.046	46.268.344
Costo Reflectores USD	27.952.647	35.581.645	43.210.642	50.839.640	58.468.637	66.097.635
Costo de fluido Therminol VP-1 USD	5.601.012	7.129.672	8.658.332	10.186.993	11.715.653	13.244.314
Costo de Intercambiador de Calor USD	9.200.000	9.200.000	9.200.000	9.200.000	9.200.000	9.200.000
Costo de Bloque de Potencia USD	68.123.864	68.123.864	68.123.864	68.123.864	68.123.864	68.123.864
Costo de Sist Seguimiento Solar USD	9.783.426	12.453.576	15.123.725	17.793.874	20.464.023	23.134.172
Costo de Sistemas Electrónicos USD	11.181.059	14.232.658	17.284.257	20.335.856	23.387.455	26.439.054
Costo Tuberías de Interconexión USD	13.277.507	16.901.281	20.525.055	24.148.829	27.772.603	31.396.377
Costo de Obras Civiles USD	14.675.140	18.680.363	22.685.587	26.690.811	30.696.035	34.701.258
Costos Adicionales USD	14.675.140	18.680.363	22.685.587	26.690.811	30.696.035	34.701.258
Costos de Sistema de Almacenamiento Térmico						
Tanque frio						
Tanque	1.420.122	2.790.788	4.161.454	5.532.121	6.902.787	8.273.453
Aislación Térmica	382.768	594.337	988.748	1.913.174	3.714.788	6.740.763
Fundaciones	644.900	1.053.022	1.715.169	3.107.954	5.707.989	9.991.887
Tanque Caliente						
Tanque	1.518.309	2.987.028	4.455.748	5.924.468	7.393.187	8.861.907
Aislación Térmica	450.287	699.988	1.164.776	2.252.540	4.371.169	7.928.554
Fundaciones	744.296	1.241.057	2.002.929	3.526.764	6.309.411	10.847.723
Medio de almacenamiento	8.930.701	17.861.401	26.792.102	35.722.803	44.653.503	53.584.204
Intercambiador calor de aceite a sales	2.865.000	3.384.030	4.576.044	5.768.059	6.960.074	8.152.089
Bombas de sales de nitrato	1.420.000	1.569.328	1.853.992	2.138.656	2.423.321	2.707.985
Balance de sistema de almacenamiento	1.819.196	3.225.328	4.782.394	6.490.394	8.349.328	10.359.196
Costo Total Sistema TES USD	20.195.580	35.406.308	52.493.357	72.376.932	96.785.559	127.447.761
Costos de Inversión USD	263.848.176	324.454.301	386.936.746	452.215.718	522.019.740	598.077.339
Toneladas de CO2 reducidas	216.508	275.599	334.690	393.781	452.871	511.962
Costos de proyecto MDL						
Diseño	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000

Validación	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Registro	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000
Verificación	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
Monitoreo	131.924	162.227	193.468	226.108	261.010	299.039
Costo Total proyecto MDL USD	261.924	292.227	323.468	356.108	391.010	429.039
Nº de personal administrativo	7	7	7	7	7	7
Nº de personal Operaciones Planta	13	13	13	13	13	13
Nº de personal mantenimiento planta	8	8	8	8	8	8
Nº de personal mantenimiento campo solar	21	27	33	39	44	50
Costo Sueldos Administrativos CLP/año	109.200.000	109.200.000	109.200.000	109.200.000	109.200.000	109.200.000
Costo Sueldos Operaciones Planta CLP/año	93.600.000	93.600.000	93.600.000	93.600.000	93.600.000	93.600.000
Costo Sueldos Mantenimiento Planta CLP/año	57.600.000	57.600.000	57.600.000	57.600.000	57.600.000	57.600.000
Costo Sueldos Mantenimiento Solar CLP/año	100.800.000	129.600.000	158.400.000	187.200.000	211.200.000	240.000.000
Costo Total Sueldos CLP/año	361.200.000	390.000.000	418.800.000	447.600.000	471.600.000	500.400.000
Costo Total Sueldos USD/año	656.727	709.091	761.455	813.818	857.455	909.818
Consumo de agua Limpieza de espejos m ³ /año	15.374	19.570	23.766	27.962	32.158	36.354
Consumo de agua reposición vapor m ³ /año	45.470	57.880	70.290	82.700	95.110	107.520
Consumo total agua m ³ /año	60.844	77.450	94.056	110.662	127.268	143.874
Costo agua USD	724.046	921.657	1.119.268	1.316.878	1.514.489	1.712.100
Costo desmineralizante USD	24.554	31.255	37.957	44.658	51.360	58.061
Costo Materiales y Servicios USD	1.448.101	1.843.325	2.238.549	2.633.774	3.028.998	3.424.222
Costo total O&M USD	2.853.428	3.505.328	4.157.228	4.809.128	5.452.301	6.104.201
Costo Unitario O&M USD/kWh	0,0108	0,0105	0,0102	0,0100	0,0099	0,0098
Ingresos Venta de Energía USD	26.320.008	33.503.417	40.686.825	47.870.234	55.053.642	62.237.050
Ingresos Venta CER USD	3.330.898	4.239.986	5.149.074	6.058.162	6.967.250	7.876.338
Costos peaje USD	2.126.657	2.707.076	3.287.495	3.867.915	4.448.334	5.028.754
Potencia Firme Disponible, MW	15,9152	20,2589	24,6025	28,9462	33,2899	37,6335
Ingreso por potencia firme USD	1.610.095	2.049.532	2.488.969	2.928.405	3.367.842	3.807.278
Costo de inversión USD/kWh	2638,481763	3244,543005	3869,367463	4522,157178	5220,197403	5980,773389

Tamaño de planta

150 Mwe
Horas de almacenamiento térmico

	2	4	6	8	10	12
Energía adicional generada año GWh	107,751126	215,502252	323,253379	431,0045049	538,755631	646,506757
Energía total generada año GWh	394,800126	502,551252	610,302379	718,0535049	825,804631	933,555757
Factor de capacidad planta	30,05%	38,25%	46,45%	54,65%	62,85%	71,05%
Área total de colectores m ²	1.048.224	1.334.312	1.620.399	1.906.486	2.192.574	2.478.661
Área total de colectores Ha	104,82	133,43	162,04	190,65	219,26	247,87
Costo de estructuras colectores USD	56.604.110	72.052.830	87.501.550	102.950.270	118.398.991	133.847.711
Costo de montaje estructuras USD	17.819.812	22.683.298	27.546.784	32.410.270	37.273.756	42.137.242
Costo total estructuras USD	74.423.923	94.736.129	115.048.335	135.360.541	155.672.747	175.984.953
Costo Tubos Receptores USD	29.350.279	37.360.727	45.371.174	53.381.622	61.392.069	69.402.517
Costo Reflectores USD	41.928.971	53.372.467	64.815.963	76.259.460	87.702.956	99.146.452
Costo de fluido Therminol VP-1 USD	8.401.517	10.694.508	12.987.499	15.280.489	17.573.480	19.866.470
Costo de Intercambiador de Calor USD	11.100.000	11.100.000	11.100.000	11.100.000	11.100.000	11.100.000
Costo de Bloque de Potencia USD	88.985.795	88.985.795	88.985.795	88.985.795	88.985.795	88.985.795
Costo de Sist Seguimiento Solar USD	14.675.140	18.680.363	22.685.587	26.690.811	30.696.035	34.701.258
Costo de Sistemas Electrónicos USD	16.771.588	21.348.987	25.926.385	30.503.784	35.081.182	39.658.581
Costo Tuberías de Interconexión USD	19.916.261	25.351.922	30.787.583	36.223.243	41.658.904	47.094.565
Costo de Obras Civiles USD	22.012.710	28.020.545	34.028.381	40.036.216	46.044.052	52.051.887
Costos Adicionales USD	22.012.710	28.020.545	34.028.381	40.036.216	46.044.052	52.051.887
Costos de Sistema de Almacenamiento Térmico						
Tanque frio						
Tanque	2.105.455	4.161.454	6.217.454	8.273.453	10.329.452	12.385.451
Aislación Térmica	487.396	988.748	2.682.634	6.740.763	14.334.844	26.636.583
Fundaciones	846.996	1.715.169	4.227.277	9.991.887	20.617.564	37.712.875
Tanque Caliente						
Tanque	2.252.669	4.455.748	6.658.828	8.861.907	11.064.987	13.268.066
Aislación Térmica	573.745	1.164.776	3.157.503	7.928.554	16.854.553	31.312.129
Fundaciones	990.591	2.002.929	4.729.683	10.847.723	22.033.922	39.965.152
Medio de almacenamiento	13.396.051	26.792.102	40.188.153	53.584.204	66.980.255	80.376.306
Intercambiador calor de aceite a sales	2.865.000	4.576.044	6.364.067	8.152.089	9.940.111	11.728.133
Bombas de sales de nitrato	1.420.000	1.853.992	2.280.988	2.707.985	3.134.981	3.561.977
Balance de sistema de almacenamiento	2.503.395	4.782.394	7.400.995	10.359.196	13.657.000	17.294.404
Costo Total Sistema TES USD	27.441.298	52.493.357	83.907.581	127.447.761	188.947.668	274.241.077
Costos de Inversión USD	377.020.191	470.165.345	569.672.664	681.305.938	810.898.940	964.285.443
Toneladas de CO2 reducidas	324.763	413.399	502.035	590.671	679.307	767.943
Costos de proyecto MDL						
Diseño	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000

Validación	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Registro	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000
Verificación	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
Monitoreo	188.510	235.083	284.836	340.653	405.449	482.143
Costo Total proyecto MDL USD	318.510	365.083	414.836	470.653	535.449	612.143
Nº de personal administrativo	7	7	7	7	7	7
Nº de personal Operaciones Planta	13	13	13	13	13	13
Nº de personal mantenimiento planta	8	8	8	8	8	8
Nº de personal mantenimiento campo solar	32	41	49	58	66	75
Costo Sueldos Administrativos CLP/año	109.200.000	109.200.000	109.200.000	109.200.000	109.200.000	109.200.000
Costo Sueldos Operaciones Planta CLP/año	93.600.000	93.600.000	93.600.000	93.600.000	93.600.000	93.600.000
Costo Sueldos Mantenimiento Planta CLP/año	57.600.000	57.600.000	57.600.000	57.600.000	57.600.000	57.600.000
Costo Sueldos Mantenimiento Solar CLP/año	153.600.000	196.800.000	235.200.000	278.400.000	316.800.000	360.000.000
Costo Total Sueldos CLP/año	414.000.000	457.200.000	495.600.000	538.800.000	577.200.000	620.400.000
Costo Total Sueldos USD/año	752.727	831.273	901.091	979.636	1.049.455	1.128.000
Consumo de agua Limpieza de espejos m ³ /año	23.061	29.355	35.649	41.943	48.237	54.531
Consumo de agua reposición vapor m ³ /año	68.205	86.820	105.435	124.050	142.665	161.280
Consumo total agua m ³ /año	91.266	116.175	141.084	165.993	190.902	215.811
Costo agua USD	1.086.069	1.382.485	1.678.901	1.975.317	2.271.734	2.568.150
Costo desmineralizante USD	36.831	46.883	56.935	66.987	77.039	87.091
Costo Materiales y Servicios USD	2.172.152	2.764.988	3.357.824	3.950.660	4.543.497	5.136.333
Costo total O&M USD	4.047.779	5.025.629	5.994.752	6.972.601	7.941.724	8.919.574
Costo Unitario O&M USD/kWh	0,0103	0,0100	0,0098	0,0097	0,0096	0,0096
Ingresos Venta de Energía USD	39.480.013	50.255.125	61.030.238	71.805.350	82.580.463	93.355.576
Ingresos Venta CER USD	4.996.347	6.359.979	7.723.611	9.087.243	10.450.875	11.814.507
Costos peaje USD	3.189.985	4.060.614	4.931.243	5.801.872	6.672.501	7.543.131
Potencia Firme Disponible, MW	23,8728	30,3883	36,9038	43,4193	49,9348	56,4503
Ingreso por potencia firme USD	2.415.143	3.074.298	3.733.453	4.392.608	5.051.762	5.710.917
Costo de inversión USD/kWh	2513,467941	3134,435635	3797,817759	4542,039586	5405,992933	6428,569619

Tamaño de planta

	200		Mwe			
	Horas de almacenamiento térmico					
	2	4	6	8	10	12
Energía adicional generada año GWh	143,668168	287,336337	431,004505	574,6726732	718,340842	862,0090098
Energía total generada año GWh	526,401168	670,069337	813,737505	957,4056732	1101,07384	1244,74201
Factor de capacidad planta	30,05%	38,25%	46,45%	54,65%	62,85%	71,05%
Área total de colectores m ²	1.397.635	1.779.085	2.160.535	2.541.985	2.923.435	3.304.884
Área total de colectores Ha	139,76	177,91	216,05	254,20	292,34	330,49
Costo de estructuras colectores USD	75.472.290	96.070.584	116.668.877	137.267.171	157.865.464	178.463.758
Costo de montaje estructuras USD	23.759.795	30.244.443	36.729.091	43.213.739	49.698.387	56.183.035
Costo total estructuras USD	99.232.086	126.315.027	153.397.968	180.480.910	207.563.851	234.646.792
Costo Tubos Receptores USD	39.133.780	49.814.377	60.494.973	71.175.570	81.856.167	92.536.763
Costo Reflectores USD	55.905.400	71.163.395	86.421.391	101.679.386	116.937.381	132.195.376
Costo de fluido Therminol VP-1 USD	11.202.045	14.259.365	17.316.686	20.374.007	23.431.328	26.488.648
Costo de Intercambiador de Calor USD	12.800.000	12.800.000	12.800.000	12.800.000	12.800.000	12.800.000
Costo de Bloque de Potencia USD	106.847.727	106.847.727	106.847.727	106.847.727	106.847.727	106.847.727
Costo de Sist Seguimiento Solar USD	19.566.890	24.907.188	30.247.487	35.587.785	40.928.083	46.268.382
Costo de Sistemas Electrónicos USD	22.362.160	28.465.358	34.568.556	40.671.754	46.774.952	52.878.150
Costo Tuberías de Interconexión USD	26.555.065	33.802.613	41.050.161	48.297.708	55.545.256	62.792.804
Costo de Obras Civiles USD	29.350.335	37.360.783	45.371.230	53.381.677	61.392.125	69.402.572
Costos Adicionales USD	29.350.335	37.360.783	45.371.230	53.381.677	61.392.125	69.402.572
Costos de Sistema de Almacenamiento Térmico						
Tanque frio						
Tanque	2.790.788	5.532.121	8.273.453	11.014.785	13.756.118	16.497.450
Aislación Térmica	594.337	1.913.174	6.740.763	17.854.488	38.031.731	70.049.877
Fundaciones	1.053.022	3.107.954	9.991.887	25.517.717	53.498.343	97.746.660
Tanque Caliente						
Tanque	2.987.028	5.924.468	8.861.907	11.799.346	14.736.786	17.674.225
Aislación Térmica	699.988	2.252.540	7.928.554	20.991.144	44.703.425	82.328.511
Fundaciones	1.241.057	3.526.764	10.847.723	27.178.742	56.494.629	102.770.190
Medio de almacenamiento	17.861.401	35.722.803	53.584.204	71.445.605	89.307.007	107.168.408
Intercambiador calor de aceite a sales	3.384.030	5.768.059	8.152.089	10.536.118	12.920.148	15.304.178
Bombas de sales de nitrato	1.569.328	2.138.656	2.707.985	3.277.313	3.846.641	4.415.969
Balance de sistema de almacenamiento	3.225.328	6.490.394	10.359.196	14.831.734	19.908.008	25.588.018
Costo Total Sistema TES USD	35.406.308	72.376.932	127.447.761	214.446.995	347.202.836	539.543.486
Costos de Inversión USD	487.712.131	615.473.549	761.335.170	939.125.196	1.162.671.830	1.445.803.273
Toneladas de CO2 reducidas	433.018	551.199	669.380	787.562	905.743	1.023.925
Costos de proyecto MDL						
Diseño	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000

Validación	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Registro	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000
Verificación	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
Monitoreo	243.856	307.737	380.668	469.563	581.336	722.902
Costo Total proyecto MDL USD	373.856	437.737	510.668	599.563	711.336	852.902
Nº de personal administrativo	7	7	7	7	7	7
Nº de personal Operaciones Planta	13	13	13	13	13	13
Nº de personal mantenimiento planta	8	8	8	8	8	8
Nº de personal mantenimiento campo solar	42	54	65	77	88	100
Costo Sueldos Administrativos CLP/año	109.200.000	109.200.000	109.200.000	109.200.000	109.200.000	109.200.000
Costo Sueldos Operaciones Planta CLP/año	93.600.000	93.600.000	93.600.000	93.600.000	93.600.000	93.600.000
Costo Sueldos Mantenimiento Planta CLP/año	57.600.000	57.600.000	57.600.000	57.600.000	57.600.000	57.600.000
Costo Sueldos Mantenimiento Solar CLP/año	201.600.000	259.200.000	312.000.000	369.600.000	422.400.000	480.000.000
Costo Total Sueldos CLP/año	462.000.000	519.600.000	572.400.000	630.000.000	682.800.000	740.400.000
Costo Total Sueldos USD/año	840.000	944.727	1.040.727	1.145.455	1.241.455	1.346.182
Consumo de agua Limpieza de espejos m ³ /año	30.748	39.140	47.532	55.924	64.316	72.707
Consumo de agua reposición vapor m ³ /año	90.941	115.761	140.581	165.401	190.221	215.041
Consumo total agua m ³ /año	121.689	154.901	188.112	221.324	254.536	287.748
Costo agua USD	1.448.095	1.843.316	2.238.538	2.633.759	3.028.981	3.424.203
Costo desmineralizante USD	49.108	62.511	75.914	89.316	102.719	116.122
Costo Materiales y Servicios USD	2.896.208	3.686.656	4.477.104	5.267.553	6.058.001	6.848.449
Costo total O&M USD	5.233.411	6.537.210	7.832.283	9.136.083	10.431.156	11.734.956
Costo Unitario O&M USD/kWh	0,0099	0,0098	0,0096	0,0095	0,0095	0,0094
Ingresos Venta de Energía USD	52.640.117	67.006.934	81.373.750	95.740.567	110.107.384	124.474.201
Ingresos Venta CER USD	6.661.809	8.479.985	10.298.161	12.116.337	13.934.513	15.752.689
Costos peaje USD	4.253.321	5.414.160	6.574.999	7.735.838	8.896.677	10.057.515
Potencia Firme Disponible, MW	31,8304	40,5178	49,2051	57,8924	66,5798	75,2671
Ingreso por potencia firme USD	3.220.197	4.099.070	4.977.943	5.856.816	6.735.689	7.614.562
Costo de inversión USD/kWh	2438,560657	3077,367743	3806,675849	4695,625982	5813,359151	7229,016365