



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

**ANÁLISIS, COMPARACIÓN Y EVALUACIÓN ECONÓMICA DE
TECNOLOGÍAS TERMOSOLARES**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

GONZALO MATIAS ARAYA SEPULVEDA

PROFESOR GUÍA:
MARIA TERESA CORDOVEZ MELERO

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
MANUEL DIAZ ROMERO
HUGO VÁSQUEZ GUARDAMAGNA

SANTIAGO DE CHILE
ENERO 2013

ANÁLISIS, COMPARACIÓN Y EVALUACIÓN ECONÓMICA DE TECNOLOGÍAS TERMOSOLARES

El objetivo principal del presente trabajo es realizar un análisis técnico y económico de la implementación de centrales termosolares en el norte de Chile. Para esto se estudiarán tanto el recurso solar como las tecnologías disponibles.

La energía solar se considera una energía renovable no convencional (ERNC). Este tipo de energía posee un enorme potencial debido a que utiliza un recurso en esencia inagotable y que supera notablemente a sus contrapartes convencionales (fósil o nuclear) en términos de cantidad disponible.

El norte de Chile, particularmente el desierto de Atacama, presenta características únicas para iniciar el desarrollo de distintas tecnologías que utilicen la energía solar. Entre estas características se destacan una alta irradiancia diaria y ausencia de nubosidad la mayor parte del año.

En este trabajo se revisó el estado del arte de la tecnología termosolar, para luego -a través de comparaciones- escoger dos tecnologías para evaluar con mayor detalle y estudiar su factibilidad económica. Para conseguir esto, se modeló el recurso solar del norte grande y se escogió como posible ubicación un sitio cercano a la estación Crucero, debido a sus buenas condiciones solares y cercanía a la red de distribución eléctrica. Implementando el modelo de Perrin de Brichambaut se estimó la radiación solar disponible en el lugar escogido.

Para el análisis en detalle y la evaluación económica se seleccionan dos tecnologías termosolares, tanto por su madurez tecnológica como por su potencial futuro, los colectores cilindro-parabólicos y los concentradores centrales de torre.

Utilizando datos reales de la industria más las estimaciones de ingresos y costos, el análisis económico indica que con las condiciones actuales, las centrales no son rentables para tamaños de 9 y 100 MW. Este resultado cambia significativamente cuando se consideran las reducciones potenciales de costos o la inclusión de políticas de fomento a las tecnologías termosolares, ya que todos los proyectos logran factibilidad económica, con TIRs de 16 y 17% para las centrales de 100 MW y 15% para las de 9 MW. El cálculo del LCOE muestra que las centrales se vuelven rentables cuando el costo marginal de la energía supera los 140 USD/MWh.

Se concluye que la tecnología cilindro-parabólica resulta más rentable en el corto plazo, pero la de torre tiene un mayor potencial en el largo plazo. Además se destacan las condiciones del desierto de Atacama y se propone a futuro realizar la ingeniería de detalle y analizar la implementación conjunta con otras tecnologías renovables o combustibles fósiles.

AGRADECIMIENTOS

A mi madre Erica, a quien le debo todo lo que soy y seré. Por ser la mejor madre que cualquiera podría soñar, por amarme más que nadie, por confiar en mí sin importar nada, por darme paz y tranquilidad, mis más sinceros agradecimientos desde hoy hasta el fin de mis días.

A toda mi familia. A mis tíos y a mi abuelita, quienes son pilares fundamentales en mi vida, siempre entregándome cariño y amor, preocupándose por mí hasta en los detalles más nimios. A mi padre, quien me ha apoyado durante toda la carrera y ha participado activamente en la confección de esta memoria con grandes consejos y ayuda en la edición final. Muchas gracias.

Al amor de mi vida, mi hermosa Guenevere, la musa de mi arte y el sol de mi mundo. Desde que llegaste a mi vida, esta mejoró sustancialmente, todo el amor que me entregaste me dio la fuerza necesaria para lograr todas las metas que me propuse. Te amo ahora y siempre. “*Yer jalan atthirari anni*”.

A mis amigos. A los de siempre (Caqui, Caro, Pili y José), los años pasan y nuestra amistad crece, gracias por estar constantemente ahí y alegrarme el día cada vez que nos vemos. A mis grandes amigos de Beauchef (Jong y Kenneth), sin ustedes nada de esto hubiera sido posible, gracias por aguantarme y por su buena onda en esos mil y un trabajos que hicimos juntos.

A mis profesores. A mi profesora guía María Teresa Cordovez y a mi profesor co-guía Manuel Diaz, gracias por su tiempo y sus valiosas correcciones, que le dieron la forma final a la memoria. Y especiales gracias a todos los profesores que tuve en estos seis años en Beauchef, de todos aprendí algo y me siento muy agradecido de aquello.

He visto el sombrío universo abierto
Donde los negros planetas giran ciegamente.
Giran sumidos en un horror insensato,
Sin conciencia, brillo o nombre

(Némesis, Lovecraft)

TABLA DE CONTENIDO

Agradecimientos	iii
Índice de Figuras	viii
Índice de Tablas	x
Capítulo 1 Introduccion.....	1
1.1. Justificación	1
1.2. Descripción del proyecto	4
1.3. Objetivos.....	4
1.3.1. Objetivo General.....	4
1.3.2. Objetivos Específicos	4
1.4. Alcances.....	5
1.5. Estructura.....	5
Capítulo 2 Antecedentes	6
2.1. Energía Solar	6
2.1.1. Naturaleza de la radiación solar.....	6
2.2. Antecedentes Historicos	8
2.3. Sistemas de Concentración Solar	10
2.4. Mercado Eléctrico Chileno.....	12
2.4.1. Generación.....	13
2.4.2. Trasmisión	13
2.4.3. Distribución	14
2.4.4. Consumidores	14
2.4.5. Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)	15
2.4.6. Fundamentos económicos del mercado eléctrico Chileno	16
2.5. Energías renovables en el Mundo.....	16
2.5.1. Fomentos a las ERNC	17
2.6. Energías renovables en Chile	18
2.6.1. Ley de Energías Renovables no Convencionales (Ley 20.257)	20
Capítulo 3 Estado del Arte	22
3.1. Tecnologías Termosolares.....	22
3.1.1. Concentrador Solar Stirling.....	22
3.1.1.1. Centrales Disco Stirling en Operacion	23
3.1.2. Concentradores Cilindro-Parabolicos.....	24
3.1.2.1. Centrales Cilindro-Parabolicas en Operacion.....	25
3.1.3. Reflectores Lineales Fresnel.....	27
3.1.3.1. Reflectores lineales Compactos Fresnel	29
3.1.3.2. Centrales Lineales Fresnel en Operacion	29
3.1.4. Concentrador Central de Torre	30
3.1.4.1. Receptores Centrales Distribuidos	32
3.1.4.2. Centrales Concentradoras Central de Torre.....	34
3.1.5. Chimenea Solar	35

3.1.5.1.	Planta de “Corriente Descendente”	36
3.1.5.2.	Centrales de Chimenea Solar.....	36
3.2.	Almacenamiento Energetico.....	37
3.2.1.	Sistema Directo de dos Tanques.....	37
3.2.2.	Sistema de dos Tanques.....	37
3.2.3.	Sistema de un Tanque de Termoclina.....	38
3.2.4.	Almacenamiento Directo con Sales Fundidas.....	38
3.3.	Comparacion de Tecnologias Termosolares.....	39
Capítulo 4 Analisis Tecnologias		41
4.1.	Concentradores Cilindro-Parabólicos.....	41
4.1.1.	Funcionamiento	41
4.1.2.	Reflector Parabólico	42
4.1.3.	Absorbedor de Calor.....	43
4.1.4.	Fluido de Transferencia	43
4.1.5.	Sistema de Seguimiento Solar	44
4.1.6.	Almacenamiento de Energía Térmica	45
4.2.	Concentrador Central de Torre.....	45
4.2.1.	Funcionamiento	45
4.2.2.	Helióstatos	46
4.2.2.1.	Helióstatos de Vidrio/Metal	47
4.2.2.2.	Heliostatos de Membrana.....	47
4.2.3.	Torre Colectora.....	48
4.2.3.1.	Torre central con colector cilíndrico	48
4.2.3.2.	Torre norte con colector de cavidad	49
4.2.4.	Tipos de Receptores.....	49
4.2.4.1.	Receptor Volumétrico de Aire	49
4.2.4.2.	Receptor de Sales Fundidas.....	50
4.2.4.3.	Receptor Agua/Vapor.....	50
4.2.5.	Sistema de Seguimiento Solar	50
4.2.6.	Almacenamiento de Energía Térmica	50
4.3.	Comparación Tecnologías	51
4.3.1.	Costos de Instalación.....	51
4.3.2.	Costos por horas de almacenamiento energético.....	52
4.3.3.	Reducción Potencial de Costos.....	53
Capítulo 5 Recurso Solar		55
5.1.	Análisis de la radiación solar en Chile	55
5.2.	Localización Centrales	59
5.2.1.	Validación del Modelo	62
Capítulo 6 Cambio Climatico.....		65
6.1.	Calentamiento Global.....	65
6.2.	Protocolo de Kyoto.....	67
6.3.	Bonos de Carbono	70

Capítulo 7 Evaluacion Economica	72
7.1. Dimensionamiento de las Centrales	72
7.2. Generación de energía eléctrica.....	73
7.3. Estimación de Ingresos.....	76
7.3.1. Venta de Energía	76
7.3.2. Venta de Potencia	77
7.3.3. Bonos de Carbono	78
7.4. Estimación de Costos	82
7.4.1. Campo Solar	82
7.4.2. Costo Fluido Térmico.....	83
7.4.3. Costo bloque de potencia.....	83
7.4.4. Costo de BOP	84
7.4.5. Costo de almacenamiento térmico.....	84
7.4.6. Costo de línea de interconexión.....	85
7.4.7. Costo terreno	85
7.4.8. Costo de contingencia.....	85
7.4.9. Costos Anuales	86
7.5. Resultados Evaluación.....	86
7.5.1. Escenario Actual.....	86
7.5.1.1. Análisis de Sensibilidad	88
7.5.2. Avance Tecnológico	89
7.5.3. Políticas Publicas.....	90
7.6. Levelized Cost of Energy	92
Capítulo 8 Conclusiones	95
Bibliografía	97
Anexos	101
A: Estado Proyectos ERNC en Chile.....	101
B: Ley 20.257	102
C: Funcionamiento Central Gemasolar	107
D: Modelo Radiación Solar (MATLAB).....	108
E: Flujo de Caja Torre Solar [100 MW].....	110

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Fuentes de Energía.....	1
Figura 2: Irradiación solar anual frente a otras reservas energéticas	2
Figura 3: Radiación Solar Anual para Sudamérica	3
Figura 4: Fusión Nuclear al interior del Sol, Cadena Protón-Protón	6
Figura 5: Distribución de la Irradiación durante el día	8
Figura 6: Encendedor Solar (yángsui), 1000 A.C.	8
Figura 7: Horno Solar de Lavoisier.....	9
Figura 8: Esquema de producción de energía en base a concentración solar	11
Figura 9: Ciclo Básico de Rankine.....	12
Figura 10: Generación eléctrica por fuente 2007	13
Figura 11: Segmentos del sistema de transporte	14
Figura 12: Promedio anual de crecimientos energías renovables	17
Figura 13: Capacidad instalada Chile (2008	18
Figura 14: Exención de peaje para ERNC	20
Figura 15: Concentradores Solares Stirling	23
Figura 16: Diagrama de un sistema de colectores parabólicos	24
Figura 17: Concentradores parabólicos en Plataforma Solar de Almería	25
Figura 18: Comparación entre lente convencional y tipo Fresnel.....	27
Figura 19: Planta Colectores Lineales Fresnel.....	28
Figura 20: Sistema CLFR.	29
Figura 21: Central Gemasolar	31
Figura 22: Sistema de receptores centrales distribuidos	33
Figura 23: Disposición Espacial de un sistema de receptores centrales distribuidos	33
Figura 24: Funcionamiento de una Chimenea Solar	35
Figura 25: Chimenea Solar	35
Figura 26: Funcionamiento de una Torre de Corriente Descendente	36
Figura 27: Sistema de un Tanque de Termoclina.....	38
Figura 28: Componentes de un Sistema de Concentración Cilindro-Parabólico.....	42
Figura 29: Reflector Cilindro-Parabólico.....	42
Figura 30: Tubo Receptor Colector Cilindro-Parabólico.....	43
Figura 31: Sistema de Seguimiento solar colector cilindro-parabólico	45
Figura 32: Componentes de un Sistema de Concentración Central de Torre	46
Figura 33: Heliostato de Vidrio/Metal, PS-10	47
Figura 34: Heliostato de Membrana/Heliostato de Membrana Modular.	47
Figura 35: Disposición Heliostatos Torre Central	48
Figura 36: Disposición Heliostatos Torre Norte	49
Figura 37: Costos instalación Central Cilindro-Parabólica y de Torre	51
Figura 38: Costos por horas de almacenamiento, central cilindro-parabólica	52
Figura 39: Costos por horas de almacenamiento, central de torre	53
Figura 40: Reducción de costos Proyectos, Centrales Cilindro-Parabólicas y de Torre..	54
Figura 41: Radiación Horizontal Promedio Norte Grande (2006).....	55
Figura 42: Radiación directa y difusa con respecto a un plano inclinado.....	59
Figura 43: Sistema Interconectado del Norte Grande	60
Figura 44: Sitio Escogido.....	61
Figura 45: Sitio Escogido y Cercanías	62
Figura 46: Radiación Solar Modelada y Observada	63

Figura 47: Radiación Solar 21 de junio	63
Figura 48: Radiación Solar 21 de Diciembre.....	64
Figura 49: Variación de la temperatura en la tierra.....	65
Figura 50: Estado del Protocolo de Kyoto	68
Figura 51: Emisiones de CO2 anuales según el protocolo de Kyoto.....	69
Figura 52: Proyección de Emisiones de efecto invernadero	70
Figura 53: Generación anual Central Cilindro-Parabólica 9 MW	74
Figura 54: Generación anual Central Cilindro-Parabólica 100 MW	74
Figura 55: Generación anual Central de Torre 9 MW	75
Figura 56: Generación anual Central de Torre 100 MW	75
Figura 57: Precio de Nudo, SING-Crucero.....	77
Figura 58: Precio potencia, SING-Crucero.....	78
Figura 59: Estado de proyectos ERNC en Chile.....	101
Figura 60: Estado actual ERNC en Chile.....	101
Figura 61: Video explicativo sobre central Gemasolar.....	107

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Plantas de colectores Cilindro-Parabólicos en el Mundo	26
Tabla 2: Plantas de colectores Lineales Fresnel en el Mundo	30
Tabla 3: Componentes y Opciones Tecnológicas parasistemas de receptor central	32
Tabla 4: Plantas de Concentradores Central de Torre en el Mundo	34
Tabla 5: Comparación Tecnica Tecnologías Termosolares	39
Tabla 6: Costo de instalación Centrales generadoras.....	40
Tabla 7: Área Necesaria para Satisfacer demanda con energías termosolares	40
Tabla 8: Constantes de Ajuste, Modelo de Perrin de Brichambaut.	58
Tabla 9: Radiación Solar Diaria Promedio	62
Tabla 10: Equivalencias entre GEI.	71
Tabla 11: Área total de colectores por central	72
Tabla 12: Número total de colectores por central	73
Tabla 13: Potencia firme por central.....	78
Tabla 14: Emisiones equivalentes de combustibles	80
Tabla 15: Tipo de tecnología y participación en el SING.....	80
Tabla 16: Calculo de factor de emisión de operación.....	80
Tabla 17: Generación de centrales más recientes en SING	80
Tabla 18: Calculo de factor de emisión de operación.....	81
Tabla 19: Reducciones de CO2 por central.....	81
Tabla 20: Costo Campo Solar por Central.....	83
Tabla 21: Costo Fluido Térmico por Central	83
Tabla 22: Costo Bloque de Potencia por Central	84
Tabla 23: Costo de BOP por Central	84
Tabla 24: Costo Almacenamiento Térmico por Central	84
Tabla 25: Costo Terreno por Central	85
Tabla 26: Costo de Contingencia por Central.....	85
Tabla 27: Costo de Instalación por Central.....	86
Tabla 28: Costo Anuales por Central.....	86
Tabla 29: Indicadores Económicos Centrales Cilindro-Parabólicas	87
Tabla 30: Indicadores Económicos Centrales de Torre.....	87
Tabla 31: Análisis de Sensibilidad Centrales Cilindro-Parabólicas.....	88
Tabla 32: Análisis de Sensibilidad Centrales de Torre	88
Tabla 33: Indicadores Económicos Centrales CP con reducción de costos.....	89
Tabla 34: Indicadores Económicos Centrales de torre con reducción de costos.....	90
Tabla 35: Indicadores Económicos Centrales CP con aumento del precio.....	91
Tabla 36: Indicadores Económicos Centrales de Torre con aumento del precio.....	91
Tabla 37: LCOE Para distintas Centrales.....	93
Tabla 38: LCOE Para Centrales Propuestas.....	93

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. Justificación

Conforme los primeros rayos de sol superan la línea del horizonte, billones de partículas cargadas de energía interactúan con la Tierra, alimentando todas las formas de vida del planeta. Prácticamente todo lo que sucede en la Tierra depende de esta energía: la fotosíntesis, por ejemplo, permite subsistir a la vida vegetal al transformar el dióxido de carbono y el agua en componentes orgánicos, produciendo la biomasa que sustenta toda la vida animal.

Mientras la naturaleza utiliza directamente la energía solar, la humanidad ha decidido utilizar energía de segunda mano al explotar los combustibles fósiles como principal fuente de energía. Las diversas formas que puede tomar la energía presente en la Tierra se pueden agrupar de la siguiente manera:

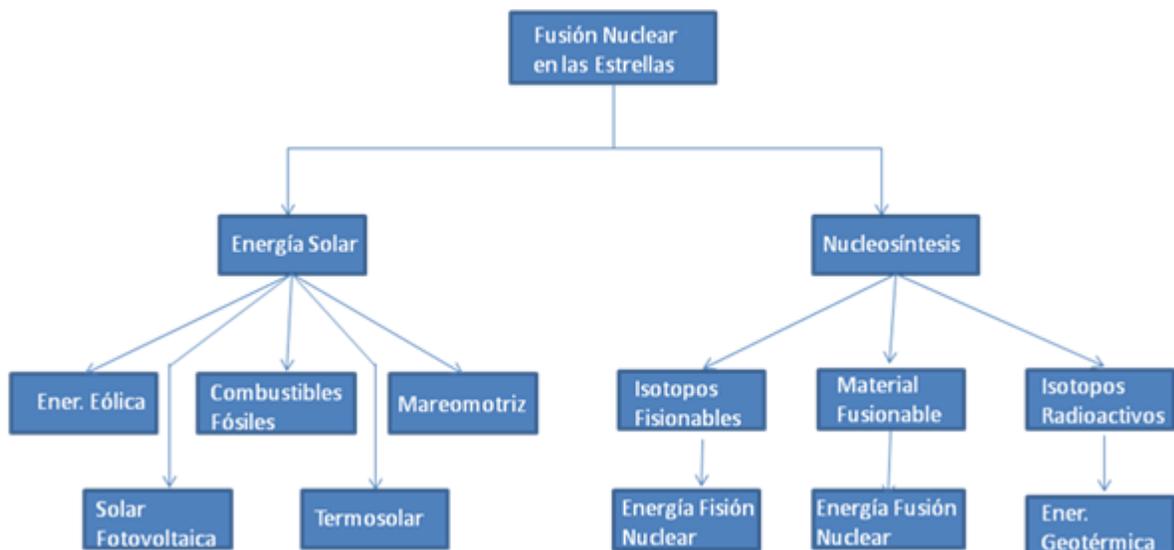


Figura 1: “Fuentes de Energía”. Elaboración propia

Como se puede apreciar en la figura anterior, debido a la fusión nuclear en el interior de todas las estrellas (como el sol), se produce la energía solar y la nucleosíntesis, de donde se desprenden todas las formas de energía disponibles en el planeta. De esta forma, sin contar la energía nuclear y la geotermia, todas las otras formas de energía son simplemente energía solar almacenada.

Otro dato a considerar es la cantidad de energía solar incidente con respecto a las convencionales. La energía solar que incide anualmente sobre toda la superficie terrestre ofrece un potencial inmenso, pues supone unas diez mil veces la demanda de energía anual de la población mundial y, además, representa un valor considerablemente superior a todas las reservas de combustibles fósiles o materiales fisionables [1].

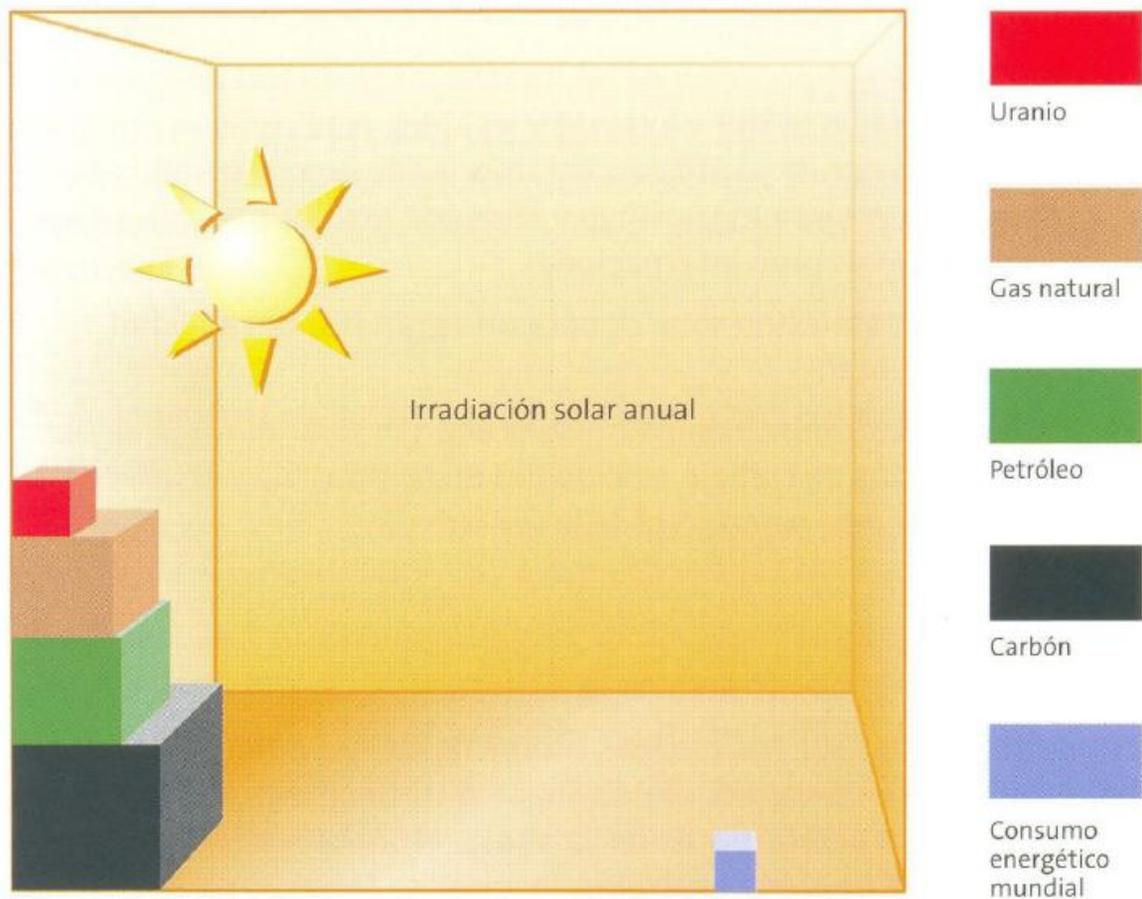


Figura 2: “Irradiación solar anual frente a otras reservas energéticas y el consumo energético mundial” [1]

La energía ha sido el motor del desarrollo de la sociedad moderna y, mientras la población mundial siga en crecimiento, la demanda energética seguirá aumentando de forma sostenida. Históricamente, esta demanda ha sido satisfecha por combustibles fósiles, como el petróleo y sus derivados, lo que ha provocado el llamado “cambio climático” y todas las consecuencias negativas asociadas [2].

Chile no está ajeno de esta realidad puesto que su matriz energética se compone principalmente de combustibles fósiles importados, en donde más del 60% de la materia consumida es importada (según los últimos informes de la CNE), lo que no sólo provoca un daño al medioambiente, sino también una fuerte dependencia energética del mercado exterior y sus fluctuaciones.

En la actualidad, Chile se enfrenta a una serie de desafíos energéticos, en especial los relacionados con llegar a ser un “país desarrollado”, pero además se debe tener en cuenta las nuevas presiones internacionales sobre la producción energética, presiones que emanan desde la creación del Protocolo de Kioto y la CMNUCC (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático). El tema de las energías renovables cada vez está más presente en la agenda de todas las organizaciones globales, ya que resulta una de las mejores formas de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Afortunadamente, Chile cuenta con grandes recursos renovables, y en el caso de la energía solar, son de clase mundial, sólo comparables con los disponibles en el sur de España, el norte de África y parte de la costa oeste de EE.UU. Como se puede apreciar en la figura que se inserta a continuación, el norte de Chile tiene condiciones óptimas para la explotación de la energía solar, como una irradiancia mayor a los 9 kWh/m²/día, ausencia casi total de nubosidad durante el año y un clima propicio para la operación y mantenimiento de las instalaciones.

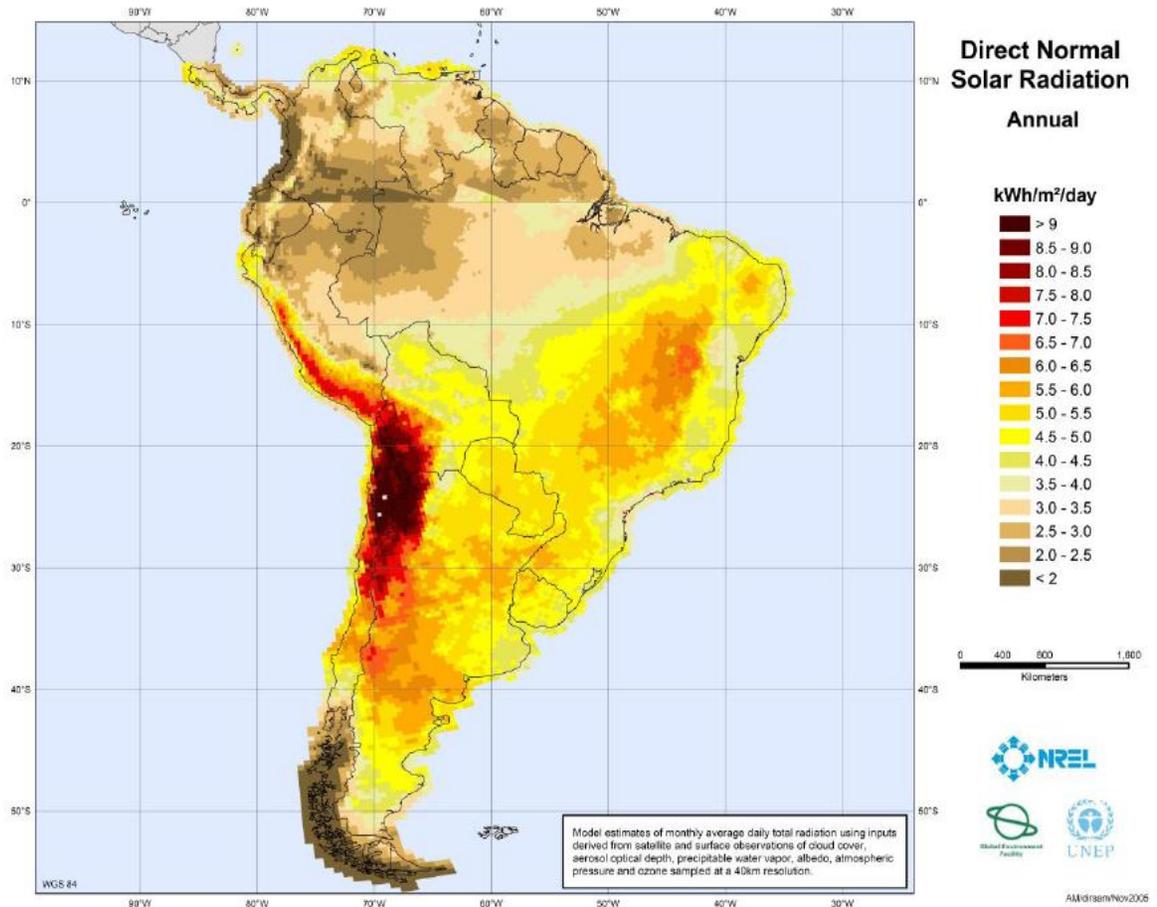


Figura 3: “Radiación Solar Anual para Sudamérica” [3]

La producción de electricidad en base a energía solar es algo no solamente deseable sino necesario para el continuo desarrollo de la sociedad, principalmente porque la demanda energética global presenta un crecimiento constante en el tiempo y se estima que las reservas totales de combustibles fósiles serán consumidas en menos de 100 años. Esto significa que la energía del futuro provendrá mayoritariamente de fuentes renovables y como sólo un 0,01% de la radiación solar basta para satisfacer el consumo energético mundial, se hace evidente que el desarrollo de tecnologías solares debe comenzar en el corto plazo [4].

Debido a lo anterior, se estudiará la posible aplicación de tecnologías termosolares en el norte de Chile, tanto para ampliar la matriz energética como para contar con fuentes limpias de energía.

1.2. Descripción del proyecto

El proyecto consiste en el análisis de las distintas tecnologías termosolares existentes, para luego compararlas y evaluar su rentabilidad en el contexto chileno.

En primer lugar, se describirán todas las tecnologías existentes, haciendo hincapié en proyectos exitosos alrededor del mundo en la implementación de ellas, para luego seleccionar dos de dichas tecnologías, las que presenten mejores características tanto técnicas como de adaptabilidad a las condiciones específicas de la zona. En este escenario, se realizará un análisis más profundo de las mismas y se evaluará económicamente la posibilidad de implementar plantas de producción de energía, emplazadas en el desierto de Atacama y conectadas al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

La disminución de emisiones de GEI (gases de efecto invernadero) y la independencia energética son temas relevantes para el futuro del país, especialmente para lograr el desarrollo a mediano plazo. El principal beneficio del estudio, por lo tanto, será diagramar algunos pasos básicos en el desarrollo futuro de la energía termosolar en el país.

Finalmente, se estudiarán distintos escenarios que puedan afectar la rentabilidad de las centrales, para concluir cuál será la opción más viable para el país en el futuro cercano. Cabe destacar que este análisis no considerará algunas externalidades positivas difíciles de cuantificar, como la disminución de enfermedades producto de la contaminación, el probable aumento en I+D relacionado o tener un suministro energético seguro e independiente de factores externos.

La principal utilidad del proyecto es que recabará información clave para la implementación de tecnologías termosolares y analizará en profundidad el mercado eléctrico, las consecuencias del cambio climático (como la creación del mercado del carbono), los pasos necesarios para el funcionamiento de las centrales propuestas y el análisis de su rentabilidad.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

- Realizar el análisis técnico-económico de distintas tecnologías termosolares, estudiar su posible aplicación en el desierto de Atacama y las perspectivas futuras para la energía termosolar en Chile y el mundo.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Cuantificar la energía solar disponible en el norte de Chile mediante el modelo astronómico y de Perrin de Brichambaut.
- Estudiar y comparar las diferentes tecnologías para la generación termosolar de electricidad.
- Realizar la evaluación económica de distintas centrales termosolares y su posterior comparación.

- Estimar cuándo las tecnologías serán competitivas con respecto a medios convencionales.

1.4. Alcances

- El trabajo se limita a un perfil preliminar de factibilidad económica y técnica de proyectos de generación eléctrica en base a energía termosolar.
- Se estudiarán dos tecnologías termosolares, con sus respectivas evaluaciones económicas.
- Se escogen configuraciones predeterminadas de 9 y 100 MW para las plantas termosolares. La primera, para optar al beneficio de no pagar el peaje al conectarse al SING y la segunda, para alcanzar economías de escala.
- Se elige un sitio del desierto de Atacama que maximice beneficios potenciales.
- El trabajo contempla sólo los estudios y evaluaciones para el suministro de energía eléctrica. No incluye la etapa de implementación ni la ingeniería de detalle.

1.5. Estructura

El presente trabajo se estructura de la siguiente forma: en el Capítulo 2 se describen los antecedentes principales del proyecto, desde los conocimientos básicos sobre energía solar hasta el mercado eléctrico chileno y la situación actual con respecto a las ERNC. En el Capítulo 3 se presenta el estado del arte de la tecnología solar. En el Capítulo 4, por su parte, se escogen las dos tecnologías, de acuerdo con lo explicado anteriormente, las cuales serán analizadas en detalle. En el Capítulo 5, en tanto, se realiza un completo estudio del recurso solar.

En el Capítulo 6 se estudia el calentamiento global, el cambio climático, el Protocolo de Kioto y el mercado del carbono. En el Capítulo 7 se realiza el análisis económico de las tecnologías escogidas en sus diferentes formatos. Finalmente, en el Capítulo 8 se presentan las conclusiones del trabajo y las perspectivas de futuro para el país.

CAPÍTULO 2

ANTECEDENTES

2.1. Energía Solar

2.1.1. Naturaleza de la radiación solar

Se denomina energía solar a la energía radiante producida en el Sol como resultado de reacciones nucleares de fusión. Como toda onda electromagnética, recorre el vacío (a la velocidad de la luz) llegando a la Tierra en alrededor de 8 minutos. De acuerdo a medidas bien establecidas, la potencia promedio que llega a la atmosfera es de 1.366 W/m^2 , conocida también como la “constante solar” pero la energía real disponible en la superficie terrestre es menor que esta constante, debido a la absorción y a la dispersión producto de la interacción de la radiación con la atmósfera.

Esta energía se produce debido a que en las reacciones de fusión nuclear (que en el sol son denominadas cadena protón-protón), existe una pérdida de masa cuando los átomos de hidrógeno se fusionan para formar helio y, gracias a la ecuación de Einstein ($E = mc^2$), se sabe que esa masa es equivalente a una enorme cantidad de energía.

Estas reacciones nucleares, transforman el 0,7 % de la masa afectada en fotones (partícula portadora de radiación electro magnética), con una longitud de onda muy corta, siendo muy energética y penetrante. La energía producida mantiene el equilibrio térmico del núcleo solar a temperaturas aproximadamente de 15 millones de grados Kelvin [5].

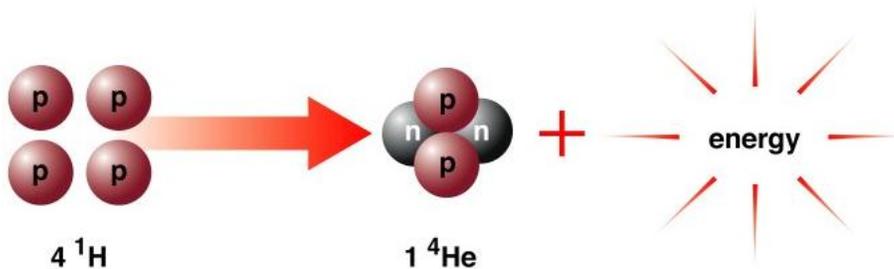


Figura 4: “Fusión Nuclear al interior del Sol, Cadena Protón-Protón” [5]

Para la tecnología solar, el concepto de cuerpo negro es fundamental, un cuerpo negro es un objeto teórico que absorbe toda la energía radiante que incide sobre él. Nada de la radiación incidente se refleja o pasa a través del cuerpo negro. Debido a sus características, tanto la superficie del sol como la terrestre pueden modelarse como cuerpos negros.

Con esta suposición y usando la ley de Planck, se puede encontrar que el poder emisivo espectral en función de la longitud de onda por un cuerpo de negro está dada por:

$$E(\lambda, T) = \frac{3,742 \times 10^{-16}}{\lambda^5 \left(e^{\frac{1,4385 \times 10^{-2}}{\lambda T}} - 1 \right)} \left[\frac{W}{m^3} \right] \quad (2.1)$$

De esta expresión se puede derivar la ley de Wien, que indica la longitud de onda, que debe tener un cuerpo negro que emite su radiación a una temperatura absoluta T.

$$\lambda_{Max} = \frac{2897}{T} [\mu m] \quad (2.2)$$

Mediante observaciones, se ha medido que la temperatura en la superficie del sol es de aproximadamente 5.780 K, por lo que la longitud de onda de los fotones emitidos por el sol es de aproximadamente 5 μm . Por lo tanto, para el aprovechamiento óptimo de la energía radiativa que llega desde el sol, se debe tener tecnología que pueda ser capaz de aislar ondas cuyos espectros de frecuencia se encuentren en torno a esa longitud de onda.

Cuando toda la radiación solar llega al tope de la atmósfera terrestre, es posible medir la potencia superficial promedio de dicha energía. Este promedio se conoce como constante solar y tiene un valor de 1.366 [W/m^2], y se puede calcular a través de la ley de Stephan-Boltzman [6].

$$E = \sigma \cdot T_e^4 \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad (2.3)$$

$$\sigma = 5,67 \times 10^{-8} \left[\frac{W}{m^2 \cdot K^4} \right]$$

Al ingresar a la atmósfera y llegar a la superficie, gran parte de la radiación es reflejada, absorbida o refractada por las nubes y moléculas de vapor de agua. Se puede definir el albedo planetario como:

$$\alpha = \frac{\text{Radiacion EM Reflejada}}{\text{Radiacion EM Recibida}} \quad (2.4)$$

Experimentalmente, se puede obtener que el albedo terrestre es aproximadamente de 39%, por lo que sólo un 61% de la radiación llega hasta la superficie. Este albedo es un promedio general terrestre, por lo que localmente depende de manera intrínseca de las condiciones climáticas. Por estas razones, es que la radiación solar incidente en cierto momento, difícilmente es constante y depende de muchos factores.

Se pueden definir algunos conceptos útiles tanto para el estudio de la energía solar, como para la construcción de tecnologías que aprovechen este recurso:

Insolación: Es la energía radiante que incide en una superficie conocida, en un intervalo de tiempo definido. Se mide en W/m^2 . Matemáticamente, la insolación diaria es la integral de la irradiancia entre el inicio y el fin de ese día.

Irradiancia: Es la potencia solar incidente que recibe una superficie cualquiera en un instante determinado. Dicho valor depende del movimiento de rotación y traslación terrestre, por lo que los datos se presentan como promedios diarios, mensuales o anuales.

La irradiación máxima es la disponible al mediodía solar de cualquier día, dicho momento se alcanza cuando el sol está directamente sobre el meridiano celeste del lugar tiempo en el cual la sombra es mínima. Esto se puede observar en la siguiente figura:

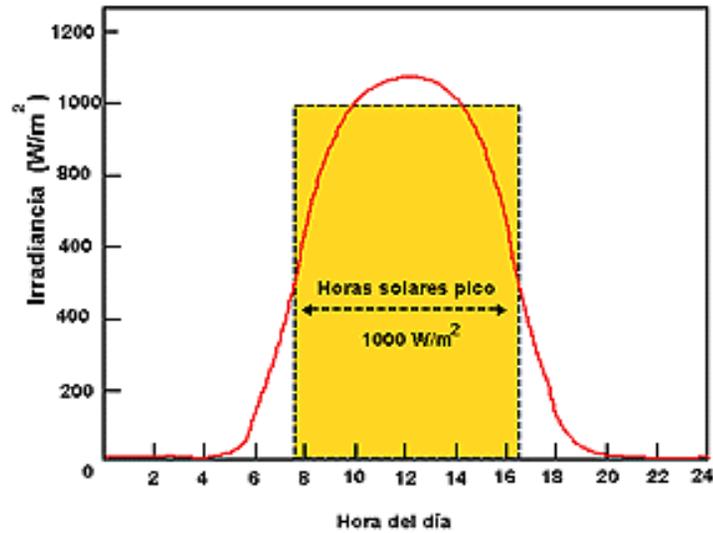


Figura 5: “Distribución de la Irradiación durante el día” [6]

2.2. Antecedentes históricos

Dado que *somos polvo de estrellas*¹ y el sol es el sustento básico para la vida en el planeta es lógico pensar que la relación del ser humano con la energía solar viene desde los albores de la humanidad. Acciones tan sencillas como secar la ropa al sol o simplemente calentarse exponiéndose a los rayos solares son actividades que han acompañado al hombre desde siempre, y que ya implican un aprovechamiento solar térmico.

Con respecto a artefactos que utilicen la energía solar, una de las primeras documentaciones se encuentra en un escrito de leyes y organización de la dinastía Zhou del oeste (XI A.C.-771 A.C.), en donde se habla de que los fuegos eran iniciados por un “encendedor” (llamado yángsui) que utilizaba los rayos del sol. En 1995 se descubrió una tumba de la dinastía Zhou en donde se encontró un encendedor solar que databa del 1000 A.C., lo que se puede apreciar en la siguiente imagen [4].



Figura 6: “Encendedor Solar (yángsui), 1000 A.C.” [4]

¹ Famosa frase del astrónomo y divulgador científico estadounidense Carl Sagan.

De acuerdo a la leyenda, el científico Arquímedes en el año 212 A.C. utilizó un sistema de espejos para concentrar los rayos solares en la flota romana que invadía Syracuse, destruyéndola por completo. Es importante señalar que aun hoy, con las tecnologías de concentración moderna, sería prácticamente imposible realizar tal proeza, por lo que la historia es probablemente un mito para enaltecer la figura del gran pensador griego.

Griegos y romanos en el siglo III A.C. utilizaban la energía solar para prender las antorchas de los rituales religiosos por medio de unos recipientes en forma parabólica con el interior reflejante llamados "*Skaphia*". El funcionamiento de este artefacto era simple, bastaba con exponerlo al sol para que la radiación se concentrara en su foco, alcanzando altas temperaturas. En el momento en el que se ponía una antorcha en el foco, esta prendía en pocos segundos.

Un hecho trascendental en la historia de la energía solar térmica fue la invención de la "*caja caliente*" por parte del naturalista suizo Horace de Saussure, en 1767. Haciendo uso del efecto invernadero, que se produce en todo espacio cerrado que cuente con una apertura acristalada por donde entra la radiación solar, decidió potenciar al máximo dicho efecto para comprobar qué temperaturas se podían alcanzar. Para ello dispuso una caja acristalada con el interior pintado de negro. Todas las caras, excepto la acristalada, contaban con una capa de aislante que retenía el calor producido en su interior. El resultado fue que con su caja caliente logró alcanzar temperaturas de hasta 150 °C.

Durante el siglo XVIII, fueron construidos hornos solares capaces de fundir acero, cobre y otros metales. Su uso fue extendido en Europa y el Medio Oriente, destacándose un horno diseñado por el científico francés Antoine Lavoisier, que alcanzó la temperatura de 1.750 °C [7].

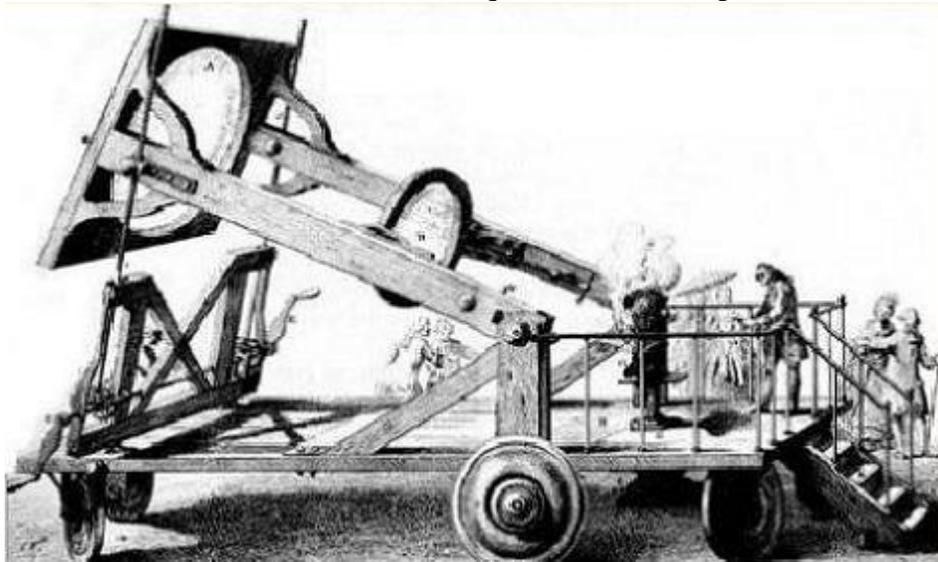


Figura 7: "Horno Solar de Lavoisier" [7]

Uno de los grandes precursores de la energía termosolar fue el ingeniero francés Auguste Mouchot con sus modelos de concentradores solares. En 1861 creó una nueva cocina solar. Esta

consistía en un depósito negro recubierto de vidrio el cual era expuesto al sol. Para concentrar más la radiación solar, un espejo cilindro-parabólico reflejaba la radiación solar hacia el lado del cilindro no expuesto al sol. De esta forma, en el interior del recipiente negro se alcanzaban altas temperaturas con las que cocinar.

El gran invento de Mouchot fue la máquina de vapor alimentada por energía solar. Mouchot no creía que el carbón pudiera sostener en un futuro el desarrollo industrial de la época, por ello decidió investigar las aplicaciones industriales de la energía solar, la cual comprendía que era más barata y abundante.

La máquina de vapor alimentada por energía solar de Mouchot consistía en un gran receptor parabólico recubierto de espejos que concentraban la radiación del sol en un solo punto. El calor generado activaba un motor de vapor.

En 1912 Shuman, en colaboración con C.V. Boys, construyó el mayor sistema de bombeo de agua por medios solares en el mundo hasta el momento. El sistema fue puesto en operación en 1913 y se ocuparon colectores cilindro-parabólicos, los cuales focalizaban la energía del sol en un tubo de absorción. Cada colector medía 62 metros de largo y formaban un área total de colección de 1.200 m^2 .

Entre los años 1915 al 1950, el interés por el uso de energía solar en generación decayó; esto debido a los avances en motores de combustión interna y a los bajos precios de los combustibles fósiles.

Sin embargo, debido a los crecientes precios de los combustibles fósiles y a la preocupación global por el cambio climático y sus posibles consecuencias es que la energía solar ha vuelto a ser una alternativa válida de generación eléctrica.

Durante los últimos 60 años, muchas mejoras a los sistemas solares térmicos fueron implementadas; en general, todas transfieren calor en el foco a un fluido de trabajo el cual alimenta un sistema mecánico. Grandes plantas termosolares han sido construidas y se prevé que en el futuro cercano se hagan cada vez más comunes.

2.3. Sistemas de Concentración Solar

La aplicación de la energía solar se puede realizar a través de dos formas: la acumulación de calor o la generación de electricidad. La primera se realiza con estructuras especiales colocadas en lugares expuestos al sol, en los cuales se calienta algún fluido que se almacena en depósitos para su uso posterior. Para la generación de electricidad se puede utilizar la concentración termal de energía solar, en donde la radiación solar directa es concentrada por sistemas de espejos y con la temperatura resultante (dependiendo de la tecnología, las temperaturas van desde 400 a $1.000 \text{ }^\circ\text{C}$) se calienta algún fluido caloportador, para luego a través de un ciclo de Rankine se genera electricidad por medio de motores de calor y generadores eléctricos. También se puede producir electricidad de forma directa, utilizando celdas fotovoltaicas, debido al efecto del mismo nombre.

En la actualidad, una central de energía solar térmica de concentración tiene una potencia entre 50 y 280 MW y aún podría ser mayor. Estas centrales solares pueden integrarse con almacenamiento o en una operación híbrida con otros combustibles, y ofrecen una potencia firme y energía despachable a demanda. Son aptas para cargas punta y cargas base, y la electricidad generada se inyecta generalmente a la red eléctrica [8].

Una de las mayores ventajas de las centrales termosolares, es su capacidad de almacenar energía para su utilización futura. El almacenamiento energético consiste en el aprovechamiento térmico de la energía solar para transferirla y almacenarla en un medio portador de calor. La tecnología más comúnmente utilizada para almacenar esta energía son las sales fundidas. La composición de estas sales es variable, siendo la más utilizada la mezcla de Nitrato Potásico, Sódico y últimamente se ha incorporado el Nitrato Cálculo.

En la siguiente figura se ilustra de manera simple el funcionamiento de una planta termosolar. Esta representación corresponde a uno de los varios sistemas que se utilizan en la actualidad, existiendo también sistemas de cogeneración que usan tanto combustibles fósiles como biocombustibles.

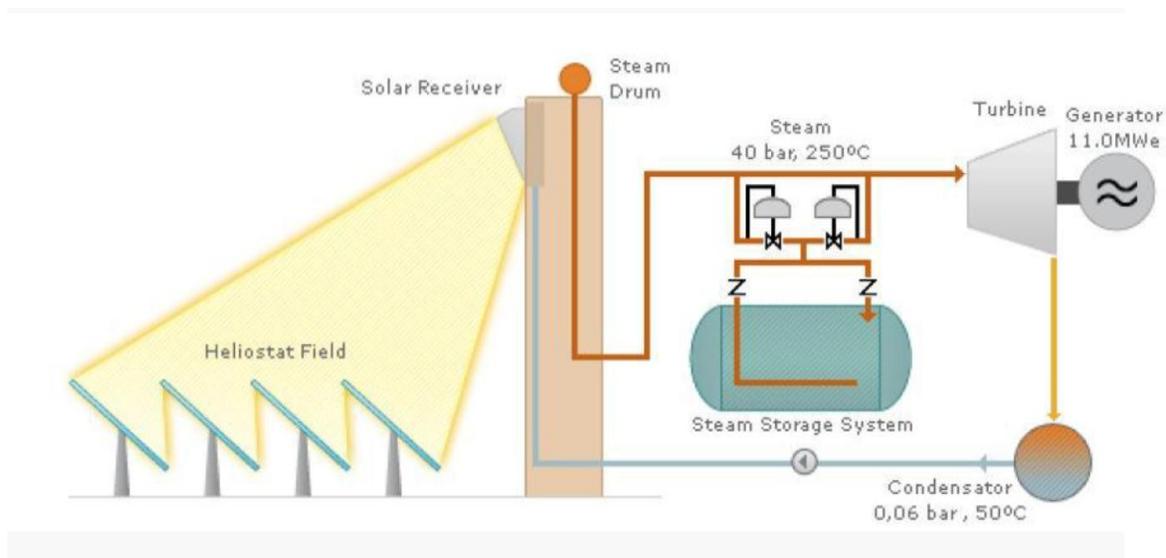


Figura 8: “Esquema de producción de energía en base a concentración solar”

Se ha hablado de la utilización de un ciclo termodinámico convencional para la producción de electricidad, este ciclo se denomina de Rankine y es un ciclo de potencia representativo del proceso termodinámico que tiene lugar en una central térmica de vapor. Utiliza un fluido de trabajo que alternativamente evapora y condensa, típicamente agua (si bien existen otros tipos de sustancias que pueden ser utilizados, como en los ciclos Rankine orgánicos). El vapor de agua es producido en una caldera a alta presión para luego ser llevado a una turbina donde se expande para generar trabajo mecánico en su eje [9].

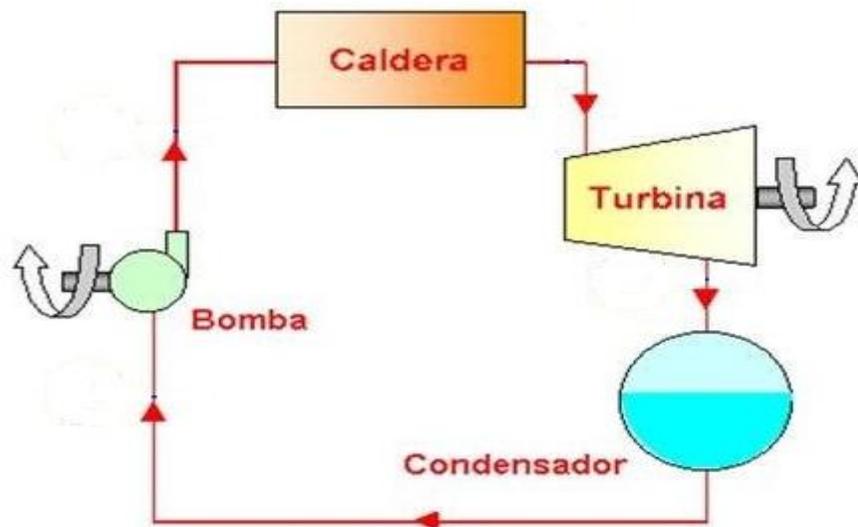


Figura 9: “Ciclo Básico de Rankine” [10]

2.4. Mercado Eléctrico Chileno

En el año 1982, con la promulgación de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), Chile crea las bases de un sistema eléctrico de carácter competitivo. El marco reglamentario asociado ha sido perfeccionado a través de los años, manteniendo su definición original de un sistema operado a mínimo costo global.

El mercado eléctrico en Chile está compuesto por las actividades de generación, transmisión y distribución de suministro eléctrico. Estas actividades son desarrolladas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión, aunque esta última función es sólo una recomendación no forzosa para las empresas.

Participan de la industria eléctrica nacional un total aproximado de 70 empresas, de las cuales 28 son generadoras, 5 son transmisoras y 37 distribuidoras, que en conjunto suministran una demanda agregada nacional. Esta demanda se localiza territorialmente en cuatro sistemas eléctricos (SING, SIC, Aysen y Magallanes). El sector eléctrico chileno tiene un alto nivel de concentración de mercado. A modo de ejemplo, para el año 2011, tres empresas y sus filiales poseían cerca del 90% de la potencia instalada de servicio público del SIC (Endesa, Colbún y AES Gener).

En cuanto a la producción de electricidad, para el mismo período se puede descomponer en un 38% proveniente de plantas hidroeléctricas, 10% de gas natural, 26% de carbón, 22% de petróleo combustible y un 3,1% de fuentes renovables no convencionales (pequeña hidráulica, biomasa y eólica). La generación total para el año 2011 fue 57.482 GWh. El detalle de esta composición de la generación se muestra en la siguiente figura [11].

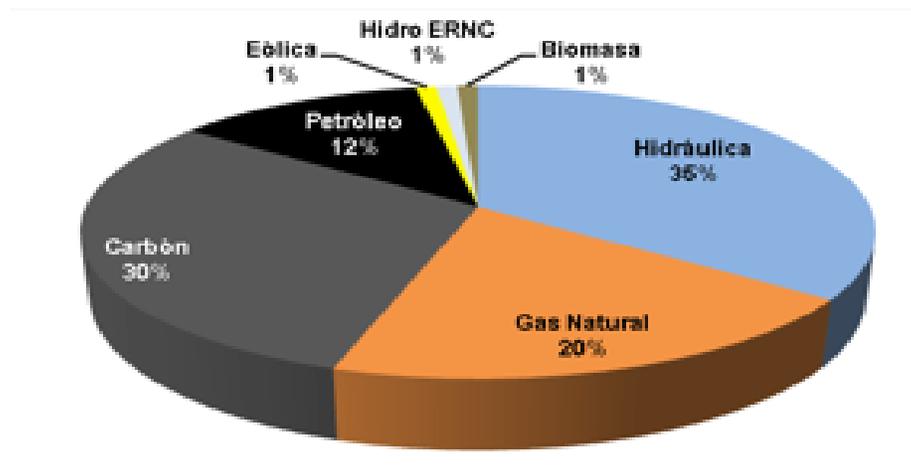


Figura 10: “Generación eléctrica por fuente 2011”. Fuente: CNE

2.4.1. Generación

Este segmento está constituido por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad, la que es transmitida y distribuida a los consumidores finales. Este segmento se caracteriza por ser un mercado competitivo, con claras deseconomías de escala en los costos variables de operación y en el cual los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción.

La oferta de energía en Chile es fundamentalmente a partir de centrales consideradas de tipo convencional. En términos generales, una central será convencional cuando emplea tecnologías que ya constituyen un estándar en el país y que normalmente corresponden a soluciones técnica y comercialmente maduras. En el caso de Chile: centrales termoeléctricas a carbón, ciclo combinado, motores diesel, turbinas a gas/petróleo e hidroeléctricas de gran tamaño.

2.4.2. Trasmisión

El sistema de transmisión corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los puntos de producción (generadores) hasta los centros de consumo o distribución. En Chile se considera como transmisión a toda línea o subestación con un voltaje o tensión superior a 23.000 Volts. Por ley, las tensiones menores se consideran como distribución. La transmisión es de libre acceso para los generadores, es decir, estos pueden imponer servidumbre de paso sobre la capacidad disponible de transmisión mediante el pago de peajes [11].

El transmisor no tiene obligación de servicio, no siendo responsabilidad de éste el invertir en nuevas líneas o en ampliaciones de las mismas. En el sistema de transmisión se puede distinguir el sistema troncal (conjunto de líneas y subestaciones que configuran el mercado común) y los sistemas de subtransmisión (que son aquellos que permiten retirar la energía desde el sistema troncal hacia los distintos puntos de consumo locales). La coordinación de la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión, es efectuada en cada sistema eléctrico

por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC). Estos organismos no poseen personalidad jurídica y están constituidos por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico.

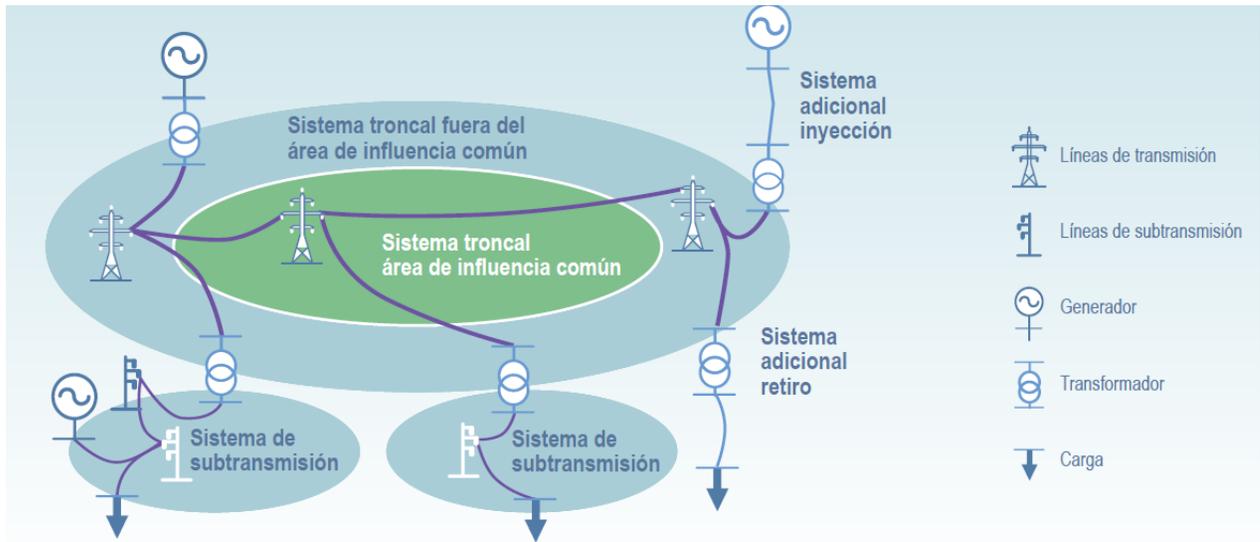


Figura 11: “Segmentos del sistema de transporte” [11]

2.4.3. Distribución

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados. Estas empresas operan en su zona de concesión sin que exista posibilidad de competencia, dado que son monopolios naturales [11].

De acuerdo a lo estipulado en el marco reglamentario, en el sector de distribución se establecen dos rangos de tensión:

- Alta tensión en distribución: definida para tensiones superiores a 400 V y hasta 23 kV.
- Baja tensión en distribución: definida para tensiones inferiores a 400 V.

Cabe señalar que los niveles de tensión utilizados en Chile difieren de los definidos en países europeos, donde los sistemas de distribución pueden llegar a tensiones de 60 kV o mayores.

2.4.4. Consumidores

Los consumidores se clasifican según la magnitud de su demanda en clientes regulados y clientes libres.

Los clientes regulados son consumidores cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kilowatts, mientras que los clientes libres (o no regulados), son consumidores cuya potencia conectada es superior a 2.000 kW. No obstante, los suministros a que se refiere el numeral anterior podrán ser contratados a precios libres cuando ocurra alguna de las circunstancias siguientes [11]:

- Cuando se trate de servicio por menos de doce meses.
- Cuando se trate de calidades especiales de servicio.
- Si el producto de la potencia conectada del usuario, medida en MW y de la distancia comprendida entre el punto de empalme con la concesionaria y la subestación primaria más cercana, medida en kilómetros a lo largo de las líneas eléctricas, es superior a 20 MW/km.

A nivel nacional, los clientes no regulados representaron cerca del 55% del consumo total de energía del año 2001.

2.4.5. Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)

Los CDEC's se rigen por el Decreto Supremo N° 327 de 1998, del Ministerio de Minería, y están encargados de regular el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras y líneas de transmisión interconectadas al correspondiente sistema eléctrico. Considerando [11]:

- Operación segura y de mínimo costo del sistema
- Valorizar la energía y potencia para las transferencias que se realizan entre generadores. La valorización se efectúa en base a los costos marginales de energía y potencia, los cuales varían en cada instante y en cada punto del sistema eléctrico.
- Realización periódica del balance de inyecciones y retiros de energía y potencia que realizan los generadores en un período de tiempo.
- Elaborar informes de referencia sobre los peajes básicos y adicionales que debe pagar cada central por cada uno de los diferentes tramos del sistema.

En Chile existen el CDEC del Sistema Interconectado del Norte Grande y el del Sistema Interconectado Central.

Asimismo, en Chile hay cuatro sistemas eléctricos interconectados. El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta con un 34,83% de la capacidad instalada en el país; el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé con un 64,33% de la capacidad instalada en el país; el Sistema de Aysén que atiende el consumo de la Región XI con un 0,22% de la capacidad; y el Sistema de Magallanes, que abastece la Región XII con un 0,62% de la capacidad instalada en el país.

2.4.6. Fundamentos económicos del mercado eléctrico Chileno

El mercado de electricidad en Chile se ha diseñado de forma tal que la inversión y la operación de la infraestructura energética la realicen operadores privados, promoviendo la eficiencia económica a través de mercados competitivos en todos aquellos segmentos no monopólicos [11].

Es así que en el mercado de electricidad se han separado las actividades de generación, transmisión y distribución, las cuales tienen un tratamiento regulatorio diferenciado.

Los segmentos de distribución y parte de la transmisión son regulados y tienen obligatoriedad de servicio y precios fijos conforme costos eficientes. En el segmento de generación se ha instaurado un sistema competitivo basado en la tarificación a costo marginal (peak load pricing), en donde los consumidores pagan un precio por energía y un precio por capacidad (potencia) asociado a las horas de mayor demanda.

El mercado de generación opera bajo despacho económico con tarificación marginalista, donde los medios de generación que tienen menores costos variables de generación son los primeros que producen energía, hasta llenar la curva diaria de despacho según el requerimiento de demanda.

En Chile existen tres mercados en los que se realizan transferencias de energía y potencia eléctrica (spot, regulado y libre) y a los que se le asocian respectivamente tres tipos de precios (spot o costo marginal, nudo y libre).

El precio spot es determinado en un mercado donde los generadores deficitarios le compran energía y potencia a los superavitarios al costo marginal instantáneo del sistema. El precio de nudo, se utiliza para valorar las ventas de generadores a distribuidores que sirven al mercado de los clientes regulados. Los clientes regulados pagan el precio de nudo más un cargo por distribución regulado por la autoridad. El precio de nudo de la potencia es fijado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y corresponde al costo de capital de una turbina a gas. El precio de nudo de la energía se fija cada seis meses usando un modelo simple de programación dinámica estocástica llamado GOL (Gestión Óptima del Laja) y corresponde al costo marginal esperado del sistema en los próximos 48 meses, incluyendo los costos de falla en casos que el modelo prediga racionamiento. Los precios libres, corresponde a contratos financieros, en donde se decide el precio en conjunto con el cliente no regulado.

2.5. Energías renovables en el Mundo

Se denomina energía renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales. Entre las energías renovables se cuentan la eólica, geotérmica, hidroeléctrica, mareomotriz, solar, la biomasa y los biocombustibles.

La capacidad instalada de energías renovables aumentó en el año 2011 en un 17%, que aunque es un aumento menor al obtenido en el año 2010 (37%), no deja de ser considerable. La

disminución se debe principalmente a la crisis mundial (principalmente la delicada situación de Europa) [13].

A finales del mismo año, el total de energías renovables a nivel mundial superó la capacidad eléctrica de 1.360 GW, un 8% más que el 2010. Las energías renovables abarcan más de un 25% del total de la capacidad de generación de energía mundial (estimada en 5.360 GW en 2011) y suministra aproximadamente el 20,3% de la electricidad mundial. China es el país con más potencia renovable instalada (70 GW), seguido de los Estados Unidos (68 GW) y Alemania (61 GW). El 90% de las energías renovables utilizadas hasta la fecha tienen origen hidráulico. El resto es bastante marginal: biomasa 5,5%, geotérmica 1,5%, eólica 0,5% y solar 0,05%, pero algunas con un notable crecimiento en los últimos años.

En la siguiente figura se puede apreciar el crecimiento de las distintas energías renovables a nivel mundial, en donde destaca el enorme crecimiento de las energías solares en los últimos años (aunque a nivel macro siguen aportando muy poca de la energía global).

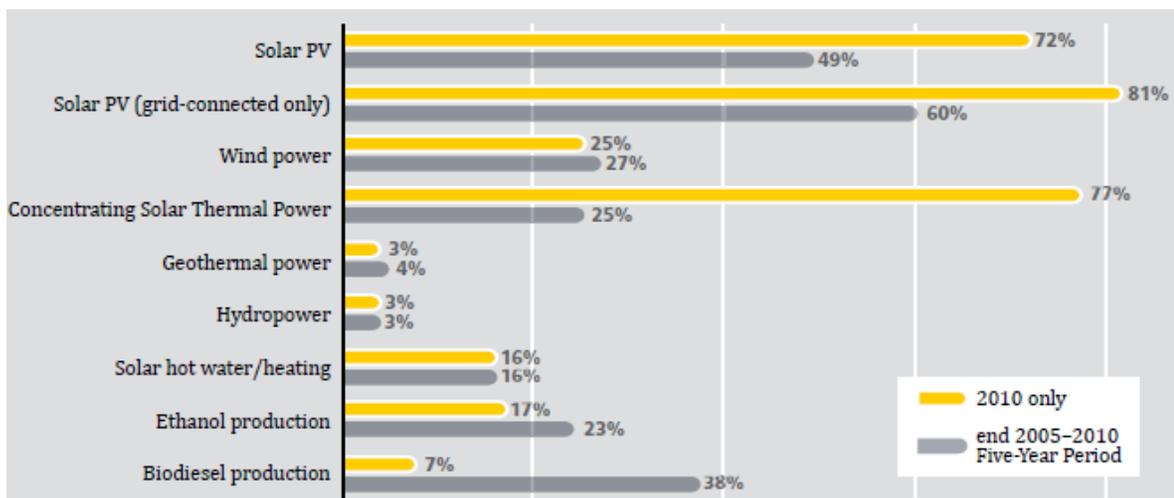


Figura 12: “Promedio anual de crecimientos energías renovables” [12]

2.5.1. Fomentos a las ERNC

Alrededor del mundo existen varias políticas que fomentan el desarrollo y utilización de energías renovables. Algunos ejemplos son los siguientes: [13].

- Feed-in Tariffs.

Las distribuidoras eléctricas están obligadas a comprar toda la energía generada por energías renovables a un precio fijado por el gobierno, que depende de la tecnología de generación utilizada. Es el mecanismo más común en los países de la comunidad europea. En países como España y Alemania este mecanismo ha obtenido grandes resultados (presente también en Brasil).

- Impuestos específicos.

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

- **Sistemas de reducción de intereses.**
Se subsidian las tasas de interés para créditos orientados a realizar inversiones en proyectos con energías renovables. Los proyectos optan desde un 1% hasta un 5% de reducción de intereses anuales, lo que disminuye el riesgo asociado a la inversión en estas tecnologías.
- **Subsidio a la inversión.**
Corresponde a la entrega de un subsidio directo a un porcentaje de la inversión inicial correspondiente a proyectos relacionados con energías renovables. Entre los países que han optado por esta medida se encuentran Grecia y Finlandia.
- **Tarifas Especiales.**
En países como Argentina o Ecuador han adoptado un régimen de tarifas especiales para las generadoras renovables, en el cual se crea un fondo particular que premia a las generadoras con alguna cantidad de dinero por cada kWh generado dependiendo de la fuente utilizada.

2.6. Energías renovables en Chile

En los últimos años han mejorado significativamente las condiciones para el desarrollo de las ERNC en Chile, lo que se está traduciendo en un creciente interés de inversionistas nacionales e internacionales en el desarrollo de estos proyectos en el país (ver anexo A), así como en la puesta en marcha de los primeros proyectos en el SIC que usan energía eólica y biogás y de nuevas pequeñas centrales hidroeléctricas y de biomasa. A pesar de esto, los proyectos en funcionamiento son pocos y aportan un porcentaje muy menor del consumo nacional.

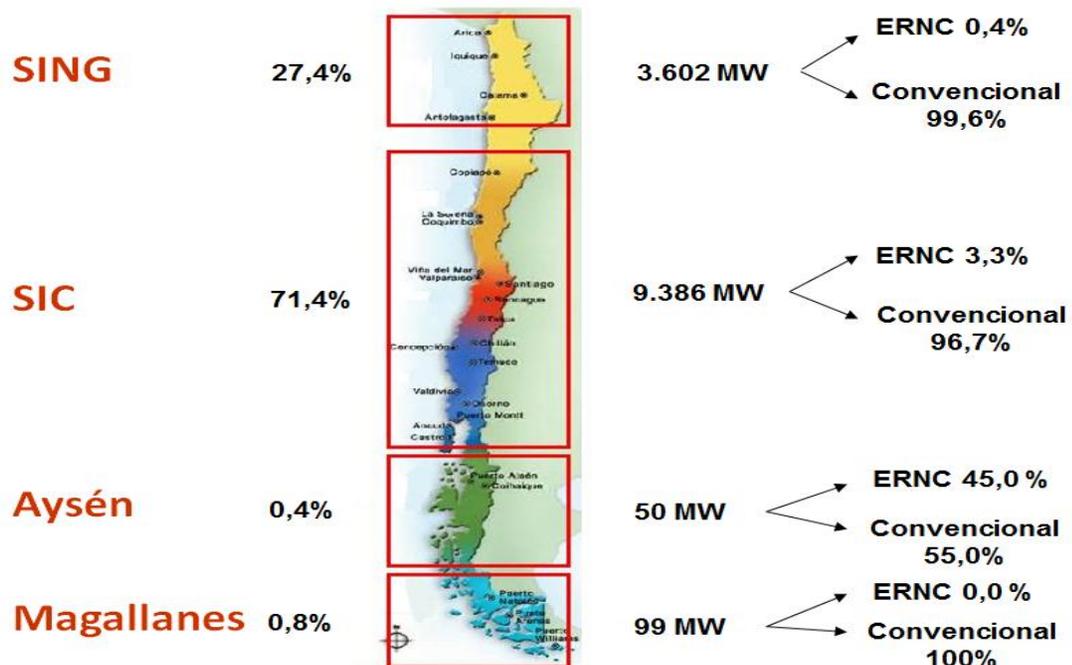


Figura 13: “Capacidad instalada Chile (2008)”. Fuente CNE

En el gráfico anterior se aprecia la capacidad instalada en el país, a pesar de que la capacidad instalada ha aumentado considerablemente en los últimos años, el porcentaje de generación por vías de ERNC se ha mantenido prácticamente constante.

De acuerdo a la última modificación de la LGSE, Ley 20.257 (ver anexo B), los medios de generación renovables no convencionales (ERNC) son los que presentan cualquiera de las siguientes características:

- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kW.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.
- Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión Nacional de Energía, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento [11].

Las modificaciones de la LGSE, oficializadas en marzo de 2004 mediante la Ley 19.940, modificaron un conjunto de aspectos del mercado de generación eléctrica que afecta a todos los medios de generación, introduciendo elementos especialmente aplicados a las ERNC. Se abre el mercado spot y se asegura el derecho a conexión a las redes de distribución a pequeñas centrales, tamaño en el que normalmente se encuentran muchas ERNC, con lo que aumentan las opciones de comercialización de la energía y potencia de dichas centrales. Adicionalmente, se establece una exención de pago de peajes por el sistema de transmisión troncal para los MGNC² (con un tratamiento diferenciado para unidades menores a 9 MW de las mayores a 9 MW y hasta 20

² **MGNC:** Medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20.000 kW.

MW). Al respecto, cabe mencionar que para aquellas unidades con potencia entre 9 y 20 MW, la exención de peajes se determina mediante un ajuste proporcional, siendo completa (100%) para 9 MW y nula para medios de generación con 20 MW o más. Esto se puede ejemplificar en el siguiente gráfico.

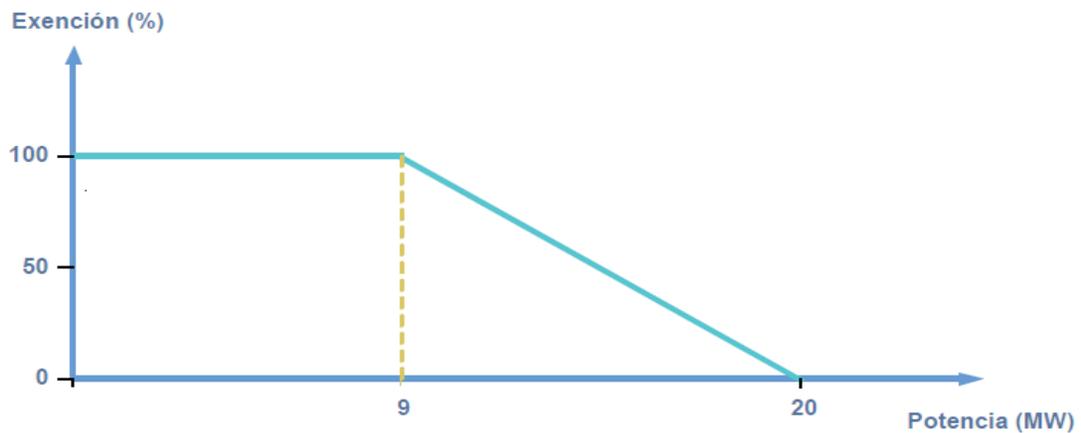


Figura 14: “Exención de peaje para ERNC” [11]

2.6.1. Ley de Energías Renovables no Convencionales (Ley 20.257)

El 1 de abril de 2008 entró en vigencia la Ley 20.257 que establece como obligación para las empresas eléctricas que un porcentaje de la energía comercializada provenga de fuentes ERNC.

Las disposiciones principales de la ley son [11]:

- Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW (es decir, el SING y el SIC) para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, deberá acreditar que una cantidad de energía equivalente al 10% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados.
- Entre los años 2010 y 2014, la obligación de suministrar energía con medios renovables no convencionales será de 5%. A partir de 2015, este porcentaje se incrementará en 0,5% anual, hasta llegar al 10% en el año 2024. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera, que los retiros afectos a la obligación el año 2015, deberán cumplir con un 5,5%, los del año 2016 con un 6% y así sucesivamente, hasta alcanzar el año 2024 el 10% previsto.
- La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, deberá pagar un cargo, cuyo monto será de 0,4 UTM por cada MWh de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada MWh de déficit.

- Esta obligación regirá a contar del 1 de enero del año 2010, y se aplicará a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto de 2007, sean contratos nuevos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza.
- Las obligaciones pueden acreditarse con indiferencia del sistema interconectado en que se realicen las inyecciones (SIC o SING), es decir, una empresa que suministra energía en el SIC puede usar ERNC producida en el SING para fines de acreditación, para lo cual la ley establece la coordinación necesaria de los CDEC [11].

Finalmente, es importante hacer notar que los elementos introducidos por la Ley 20.257 crean una demanda por energía renovable no convencional dentro del sector eléctrico, lo que debería provocar un aumento en la instalación de proyectos renovables.

CAPÍTULO 3

ESTADO DEL ARTE

3.1. Tecnologías Termosolares

A continuación se presenta el estado actual de las tecnologías termosolares para la generación de electricidad, así como la descripción de su funcionamiento y el detalle de los componentes principales que las conforman.

3.1.1. Concentrador Solar Stirling

Los grupos concentradores Stirling consisten en módulos compuestos de un concentrador solar de alta reflectividad con forma de plato parabólico, un receptor de cavidad y por un motor Stirling que se acopla a un alternador. Para el disco concentrador existen tres configuraciones básicas: i) puede construirse con una superficie continua de espejo; ii) puede estar compuesto de muchos espejos individuales, ligeramente curvados o, bien, iii) unos pocos concentradores separados con un mismo punto focal (ver figura 15). Para lograr mantener el punto focal en el receptor solar del motor, los concentradores Stirling cuentan con seguimiento solar en dos ejes (rotación y elevación).

La radiación solar directa se concentra en el punto focal, en este punto se calienta un fluido calo portador hasta una temperatura cercana a los 800°. Esta energía es utilizada por el motor Stirling, el cual mediante un generador de corriente alterna convierte el trabajo mecánico en energía eléctrica. Esta tecnología es la que posee la mayor eficiencia de conversión energética entre las tecnologías solares, con un 30,6% [14].

Además de su alta eficiencia, los concentradores Stirling cuentan con un funcionamiento autónomo, escalabilidad y la posibilidad de funcionar de forma híbrida tanto con combustibles fósiles o con biocombustibles, por lo que a futuro cercano se espera un gran desarrollo de esta tecnología.

La escalabilidad de los concentradores Stirling permite (utilizando pocas unidades) abastecer el consumo eléctrico de zonas aisladas donde es muy complejo hacerlo por medio de una red eléctrica convencional e igualmente se pueden utilizar en grandes grupos para formar una central. Uno de los aspectos negativos de esta tecnología es que no puede proporcionar almacenamiento térmico, siendo la única opción el almacenamiento eléctrico mediante baterías, lo que, además de costoso, es sumamente ineficiente, al menos con la tecnología disponible actualmente.



Figura 15. “Concentradores Solares Stirling” [6][15]

A pesar de los grandes beneficios potenciales de los concentradores Stirling no existen grandes plantas en funcionamiento en la actualidad, debido principalmente a que muchos componentes siguen en fase de prototipo (lo que encarece mucho las instalaciones) y, como aun no pueden almacenar energía, compiten directamente con plantas fotovoltaicas, las que en los últimos años han reducido rápidamente sus costos. Ejemplo de esto son las fallas de variados grandes proyectos de concentradores Stirling, como el que se iba a desarrollar en el desierto de Mojave, EEUU, con una capacidad instalada de 500MW de la empresa SES, a esto se suman la cancelación de otros grandes proyectos como el “Imperial Valley Solar Project (709 MW)” y “Calico Solar Energy Project (850 MW)” ambas por parte de la empresa “Stirling Energy Systems” (declarada en quiebra en septiembre de 2011³).

3.1.1.1. Centrales Disco Stirling en Operación

El año 2010 se instala la primera central comercial de colectores Stirling, “Maricopa Solar (1.5 MW)” en el desierto de Arizona, EEUU. Sin embargo, la tendencia mundial es la instalación de pequeñas plantas como las de “Intihuasi”⁴, Argentina, de sólo 50 KW o “Andalucía”⁵, España con 80 KW, principalmente para probar la tecnología. Como se puede apreciar, todavía hace falta desarrollo y perfeccionamiento en la tecnología de Concentradores Stirling, pero cuando los costes se reduzcan será una buena alternativa para el suministro energético.

³ <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2011/09/solar-shakeout-continues-stirling-energy-systems-files-for-chapter-7-bankruptcy>

⁴ <http://www.sitiosolar.com/NOTICIAS/Se%20construira%20parque%20de%20energia%20solar%20en%20Catarcas.htm>

⁵ <http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/noticias/energia-solar/andalucia-pone-en-marcha-en-ano-y-medio-317-mw-mas-de-energia-termosolar-alcanzando-ya-los-448-mw>

3.1.2. Concentradores Cilindro-Parabólicos

La tecnología Cilindro-Parabólica es la más madura de las termosolares, siendo implementada a nivel comercial desde los años 80 del siglo pasado, lo que demuestra que está preparada para la instalación a gran escala.

Los sistemas de concentradores solares parabólicos consisten en espejos curvados (cilindro-parabólicos), que concentran la radiación solar directa en un tubo receptor instalado en la línea focal del receptor. Este tubo está cubierto por una superficie selectiva para asegurar máxima absorción y para evitar pérdidas de calor el tubo absorbedor está rodeado por vacío. Al interior del tubo circula un fluido de trabajo que se calienta debido a la radiación incidente. Este fluido circula a través de una serie de intercambiadores de calor que permiten la generación de vapor sobrecalentado, que posteriormente alimenta a una turbina de vapor que convierte el calor recibido en trabajo mecánico, que es transformado en energía eléctrica mediante un generador (figura 16). El rango de temperaturas que alcanza el fluido térmico es entre 350 y 550°C [16].

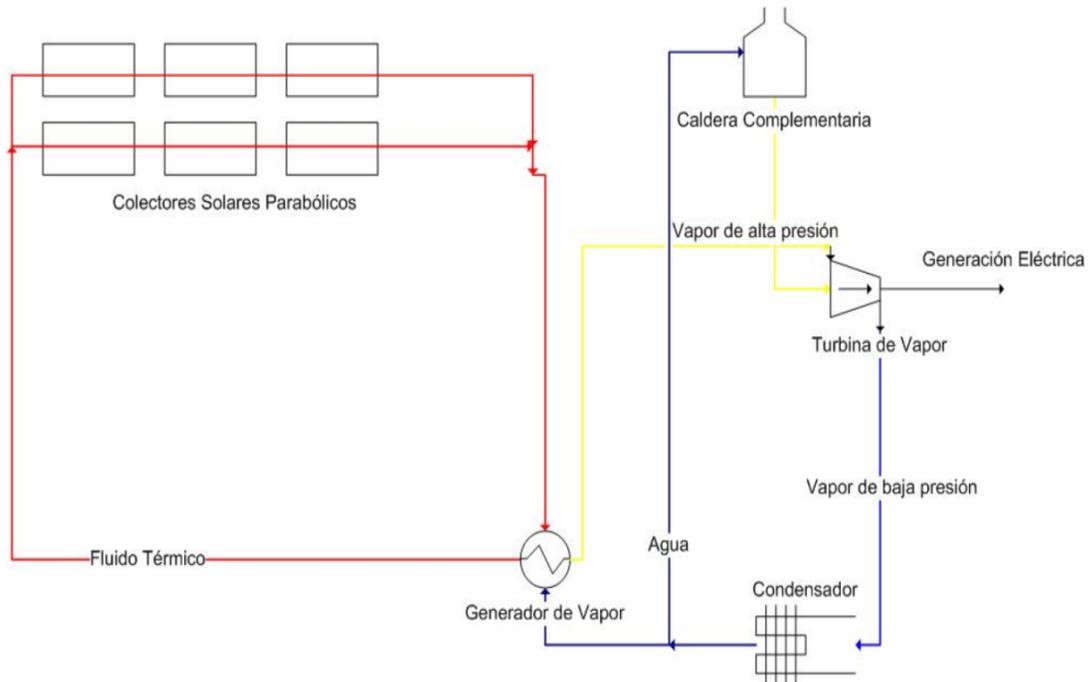


Figura 16: “Diagrama de un sistema de colectores parabólicos” [13]

La concentración óptica hace que sólo la componente directa de la radiación solar sea aprovechable para el receptor haciendo necesario el seguimiento del Sol de forma continua a lo largo del día. Normalmente este seguimiento suele ser alrededor de un eje que provoca una rotación del colector de norte a sur (figura 17). Gracias a esto, se consigue eficiencia de conversión energética cercanas al 20%.



Figura 17: “Concentradores parabólicos en Plataforma Solar de Almería, España” [17]

Entre las ventajas de este tipo de tecnología cabe destacar la mayor variedad de equipos comerciales disponibles lo que facilita su diseño y construcción. Adicionalmente, las pérdidas de carga que se producen a lo largo de los tubos absorbedores suelen ser bajas, ya que en realidad se trata de una tubería recta. Por otra parte, como la superficie del absorbedor es pequeña las pérdidas térmicas son bajas, debido a la poca cantidad de fluido en éstos.

Debido a la necesidad de entregar un suministro constante de electricidad, este tipo de centrales requieren de sistemas de apoyo, los que pueden ser en base a combustibles fósiles (por ejemplo gas o carbón) o utilizar sistemas de almacenamiento de energía como los de sales fundidas. Al existir centrales funcionales desde mediados de la década de los 80, se han experimentado importantes mejoras a nivel de costes y rendimiento, siendo el espejo reflector el ítem más costoso para la producción de esta tipo de plantas.

3.1.2.1. Centrales Cilindro-Parabólicas en Operación

A continuación se presenta una lista de los principales proyectos Cilindro-Parabólicos en operación, los cuales en conjunto suman 1900 MW de capacidad instalada, lo que representa el 88,9% de la capacidad instalada total de centrales termosolares alrededor del mundo.

Planta	Ubicación	Año de Operación	Capacidad Instalada [MW]	Área de Colectores [m²]	Almacenamiento Energético
Solaben 3	Logrosán (España)	2012	50	300.000	No
Helios 1	Puerto Lapice (España)	2012	50	300.000	No
Morón	Morón de la frontera	2012	50	380.000	No
Solacor	El Carpio (España)	2012	100	600.000	No
Aste	Alcázar de San Juan (España)	2012	100	1.020.240	8 Horas
Helioenergy	Écija (España)	2012	100	600.000	No
Valle	San José del Valle (España)	2011	100	1.020.240	7,5 Horas
Thai Solar Energy 1	Huaykrachao (Tailandia)	2011	5	45.000	No
Lebrija-1	Lebrija (España)	2011	50	412.020	No
Palma del Rio	Palma del Rio (España)	2011	100	-	-
Manchasol	Alcázar de San Juan (España)	2011	100	1.020.240	7,5 Horas
Andasol	Guadix (España)	2011	150	1.530360	7,5 Horas
Extresol	Torre de Miguel Sesmero (España)	2010	100	1.020.240	7,5 Horas
La Dehesa	La Garrovilla (España)	2010	50	552.750	7,5 Horas
Solnova	Sanlúcar la Mayor (España)	2010	150	900.000	No
Majadas de Tiétar	Caceres (España)	2010	50	-	-
Archimede	Syracuse (Italia)	2010	5	31.860	8 Horas
La Florida	Alvarado (España)	2010	50	552.750	7,5 Horas
Alvarado I	Badajoz (España)	2009	50	-	No
Ibersol Ciudad Real	Puertollano, Ciudad Real (España)	2009	50	287.760	-
Keahole Solar Power	Hawái (EEUU)	2009	2	-	2 Horas
Nevada Solar One	Boulder City, Nevada (EEUU)	2007	64	357.200	0,5 Horas
Saguaro	Red Rock (EEUU)	2006	1	100.000	-
SEGS	Desierto de Mojave (EEUU)	1991	354	2.084.678	-

Tabla 1: “Plantas de colectores Cilindro-Parabólicos en el Mundo” [18]

Cabe destacar que muchos proyectos se componen de otros menores (con distintas fechas de construcción y operación), es así como SEGS está compuesto por nueve proyectos individuales, el primero construido en 1984 (primera planta termosolar comercial del mundo) y el última, SEGS IX, en el año 1991. El apartado de “Almacenamiento energético” hace referencia a cuantas horas la planta puede producir energía a capacidad completa sin contar con el recurso solar (por ejemplo, en el caso de nubes, lluvia o en horario nocturno).

Como se puede apreciar en los últimos años se han instalado un gran número de centrales termosolares alrededor del mundo (principalmente en España) y cada vez de mayor tamaño. En este momento existen cuatro proyectos cilindro-parabólicos en construcción (tres en Estados Unidos y uno en Israel) que superan los 250 MW instalados. Al mismo tiempo se ha anunciado (sin fecha) un proyecto de 484 MW, en California, EE.UU., y varios proyectos españoles que superan los 200 MW [18].

3.1.3. Reflectores Lineales Fresnel

Los sistemas de reflectores lineales Fresnel (o LFR, por su sigla en inglés) tienen un funcionamiento parecido a los concentradores Cilindro-Parabólicos (CSP). La principal diferencia radica en que, en lugar de utilizar espejos parabólicos, se usan espejos tipo “Fresnel”. Este tipo de lentes reducen la cantidad de material necesario para un lente esférico convencional, de igual capacidad de concentración, dividiéndolo en una serie de secciones anulares concéntricas (figura 18), además el receptor se dispone fijo al terreno sin posibilidad de girar solidariamente a los espejos.

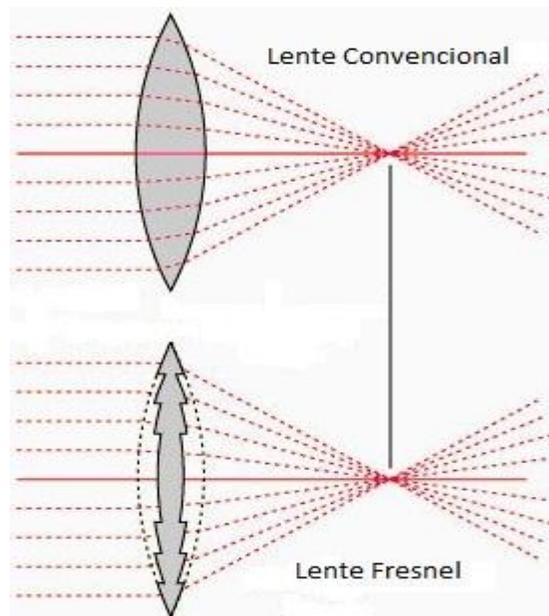


Figura 18: “Comparación entre lente convencional y tipo Fresnel” [19]

Las plantas termosolares con tecnología Fresnel se basan, al igual que las demás, en calentar un fluido (a temperaturas entre 350 y 400 °C) para poder generar vapor y expandirlo en una turbina produciendo de esta forma energía eléctrica. El seguimiento solar, semejante a los concentradores cilindro-parabólicos, se realiza en un solo eje. En este tipo de sistemas los espejos se sitúan alrededor de un receptor fijo (de las mismas características que el descrito en la sección anterior), que se encuentre en altura (10 a 15 metros), por el cual transita un fluido térmico. Estos

espejos concentran la energía solar de manera conjunta en el receptor, funcionando como un único lente Fresnel.



Figura 19: “Planta Colectores Lineales Fresnel” [16]

De esta forma (similar a los casos anteriores), se transforma la energía radiante en energía térmica, para luego -por medio de intercambiadores de calor y un ciclo de potencia convencional (Rankine)-, transformarla en energía eléctrica. El almacenamiento energético es perfectamente aplicable a este tipo de tecnología.

Estas centrales poseen varias ventajas, las que la hacen sumamente interesantes, por ejemplo, que al tener un receptor fijo se utiliza un sistema sencillo de conductos sin uniones móviles, lo que provoca más flexibilidad en la selección del fluido de transferencia térmica. Con respecto a las centrales de CSP, las plantas Fresnel emplean espejos de vidrio planos más baratos, que son un elemento estándar que se produce en serie, y que requieren menos acero y hormigón, ya que la estructura de apoyo metálica es más ligera, lo que simplifica el proceso de montaje y reduce los costos.

Pero no todas son ventajas. Se estima que un reflector Fresnel capta un 30% menos de radiación solar incidente, en comparación con un cilindro parabólico dada la misma área de colección. Por esta razón la eficiencia de conversión energética está en torno al 18%. A pesar de esto, el ahorro de costos de construcción y diseño compensaría este efecto [20].

3.1.3.1. Reflectores lineales Compactos Fresnel

En Australia se creó una nueva variante a la tecnología LFR, conocida mundialmente como Reflectores lineales Compactos Fresnel (o CLFR por su sigla en inglés). El concepto es simple: se emplea un diseño con dos receptores paralelos por cada fila de reflectores, en donde los espejos individuales no están asociados con algún tubo absorbedor en particular sino que la reflexión se va alternando dependiendo de la posición del sol, lo que minimiza la sombra que se produce en los reflectores adyacentes y reduce el espacio de terreno necesario. A la vez, se mejora la eficiencia óptica [20]. En la siguiente figura se puede apreciar la disposición espacial tanto de los receptores como de los espejos individuales.



Figura 20: “Sistema CLFR, en Bakersfield, California (EEUU)” [18]

Como se puede apreciar, la tecnología usada en los sistemas CLFR es esencialmente la misma que en los sistemas LFR, pero optimizando el espacio utilizado, lo que puede llevar a reducir aún más los costos de estas centrales, disminuyendo la brecha de precios con las centrales que utilizan combustibles fósiles.

3.1.3.2. Centrales Lineales Fresnel en Operación

La tecnología Fresnel es una de las más jóvenes dentro de las termosolares, empero, en los últimos años, ha tenido un crecimiento notable, ya que se han instalado varias de estas centrales, existiendo además anuncios de otros grandes proyectos (300 MW) todavía sin fecha de construcción, lo que es una clara muestra del potencial de esta tecnología, la que se prevé que en un futuro no lejano llegue a reemplazar a las CSP. A continuación se presenta una lista de los principales proyectos Lineales Fresnel en operación o en construcción.

Planta	Ubicación	Año de Operación	Capacidad Instalada [MW]	Área de Colectores [m ²]	Almacenamiento Energético
Alba Nova 1	Corsica (Francia)	2014	12	140.000	1 Hora
Kogan Creek Solar Boost	Brigalow (Australia)	2013	50	-	No
Augustin Fresnel 1	Targassonne (Francia)	2012	0,25	400	0,25 Horas
Puerto Errado 2	Murcia (España)	2012	30	302.000	0,5 Horas
Puerto Errado 1	Murcia (España)	2009	1,4	-	-
Kimberlina	California (EEUU)	2008	5	26.000	No

Tabla 2: “Plantas de colectores Lineales Fresnel en el Mundo” [18]

3.1.4. Concentrador Central de Torre

Sin duda, la tecnología solar de mayor crecimiento en los últimos años es la denominada concentradora central de torre, debido principalmente a la simplicidad de sus componentes, a la buena eficiencia energética y a la gran compatibilidad con el almacenamiento energético en base a sales fundidas, obteniendo operaciones de hasta 15 horas a toda potencia sin necesidad de energía solar.

Los sistemas de recepción central o plantas de torre se basan en la concentración de la radiación solar en un punto situado en la parte superior de una torre. En este punto se alcanzan temperaturas entre los 600 y 1200 °C [20], por lo que mediante un sistema receptor (semejante a las anteriores tecnologías), se convierte la energía radiante en energía térmica, la que posteriormente se transformará en electricidad a través de un gran turbogenerador (de vapor o de gas).

Alrededor de la torre central, se dispone un arreglo circular de paneles reflectantes que captan la radiación solar y la redirigen hacia el receptor central. Estos paneles reciben el nombre de heliostatos, y generalmente la superficie más utilizada para ellos es a base de espejos de vidrio. Éstos siguen la trayectoria del sol en dos ejes, es decir, uno para la inclinación y otro para el giro en un plano paralelo al suelo.

El receptor solar se coloca a una altura que puede llegar a más de 150 metros para evitar pérdidas por sombras. Los heliostatos pueden disponerse en planta rodeando la torre o pueden colocarse a un lado de ésta (figura 21). Debido a las elevadas temperaturas alcanzadas se han logrado eficiencias por encima del 25% en la transformación de energía solar a electricidad [20].

En la tecnología de torre, se puede incorporar el almacenamiento de energía. A partir de este almacenamiento el sistema puede proporcionar energía aún en condiciones de nubosidad o

de noche. Actualmente la solución más utilizada es el uso de un tanque de almacenamiento de agua/vapor o sales fundidas que acumula la energía para ser distribuida en otro momento. Otra aplicación utilizada en la tecnología de torre es la hibridación, en donde se utilizan respaldo energético en forma de combustibles fósiles, con motivo de reducir costes y poder producir energía en condiciones de baja o nula radiación.



Figura 21: “Central Gemasolar (España)” [21]

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

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

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

Tabla 3: “Componentes y Opciones Tecnológicas parasistemas de receptor central” [13]

3.1.4.1. Receptores Centrales Distribuidos

Al igual que el caso de los reflectores lineales Fresnel, también existe una variante basada en una mejor disposición de los espejos (helióstatos) y la adición de más receptores para optimizar el espacio utilizado.

Los sistemas centrales distribuidos consisten en un grupo de torres solares, donde los campos de helióstatos de las torres se sobreponen parcialmente, de forma similar a la operación de las plantas de reflectores lineales compactos Fresnel. Para este tipo de sistemas, la situación se vuelve más compleja ya que en algunas regiones los helióstatos vecinos podrían alternativamente ser dirigidos a más de dos torres distintas. En otras regiones, sobre todo cerca de alguna de las torres, todos los helióstatos están dirigidos a un solo punto de concentración, mientras que en otras, los helióstatos son alternativamente dirigidos directamente a dos, tres o cuatro puntos en diferentes torres. Lo que implica la necesidad de un sistema que optimice el movimiento de cada

helióstato particular, para aumentar la concentración solar y reducir pérdidas de energía innecesarias. Con esta configuración, casi el 90% de la radiación solar incidente puede ser utilizada en la producción de electricidad [22]. A continuación se presenta un diagrama que muestra el funcionamiento de este tipo de sistemas con solo dos torres:

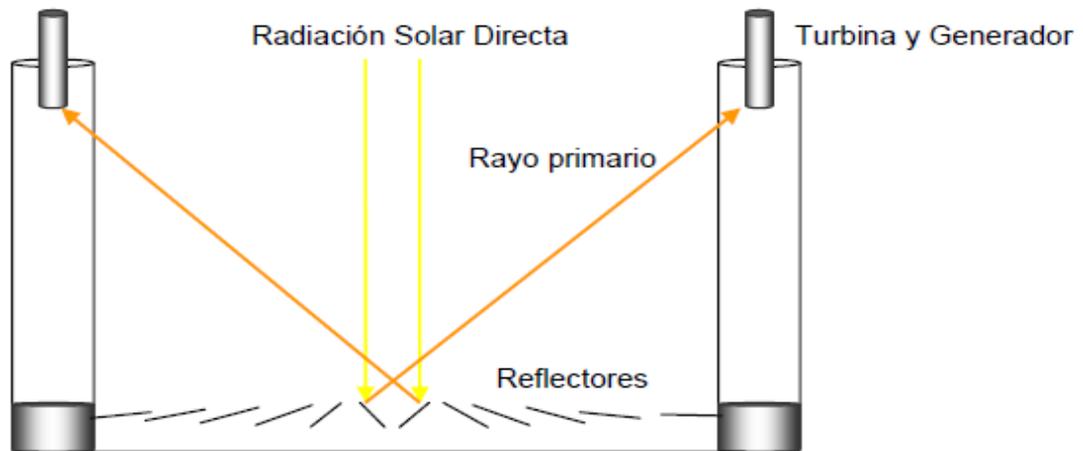


Figura 22: “Sistema de receptores centrales distribuidos” [13]

Uno de los principales resultados de esta tecnología es permitir establecer una planta de energía solar de torre en una superficie considerablemente menor, y/o, por otra lado, establecer una planta de energía termosolar con una potencia más alta en un terreno con la misma área. Por consiguiente, esto supone un ahorro en costos de construcción y terreno por capacidad instalada. Además, un sistema central distribuido facilita la implementación de pequeñas torres (8 a 12 metros) y heliostatos pequeños, los que se pueden implementar en un entorno urbano a través de grandes estacionamientos o en las azoteas de los grandes edificios, ya que las aplicaciones urbanas utilizan el terreno o la zona cubierta de manera eficiente. De esta forma las ventajas de las centrales térmicas de concentración solar se pueden utilizar en un ambiente urbano, con impactos ambientales prácticamente nulos y con todos los beneficios ya considerados

La idea de construir este tipo de plantas es interesante y se esperan grandes desarrollos en el futuro (en especial los relacionados al entorno urbano), pero hasta el momento esta tecnología es meramente conceptual, ya que todavía no existen prototipos acabados, ni plantas comerciales que puedan ser estudiadas de forma más intensiva.

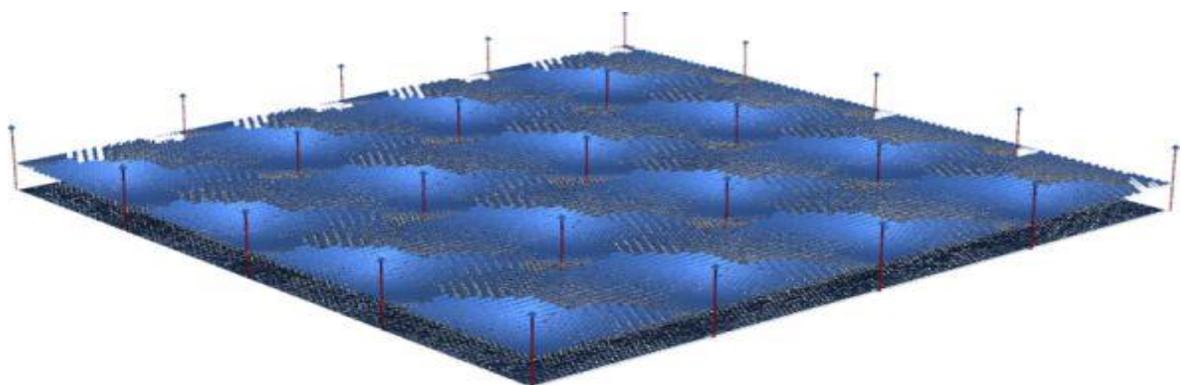


Figura 23: “Disposición Espacial de un sistema de receptores centrales distribuidos” [22]

3.1.4.2. Centrales Concentradoras Central de Torre

A continuación se presenta una lista de los principales proyectos de receptores centrales de torre en operación o en construcción.

Planta	Ubicación	Año de Operación	Capacidad Instalada [MW]	Área de Colectores [m ²]	Almacenamiento Energético
Khi Solar One	Upington (Sudáfrica)	2014	50	580.000	2 Horas
Rice Solar Energy	Mojave (EEUU)	2013	150	1.071.361	7 Horas
Ivanpah Solar	California (EEUU)	2013	392	2.600.000	-
Crescent Dunes Solar	Nevada (EEUU)	2013	110	1.071.361	10 Horas
Gaskell Sun Tower	California (EEUU)	2012	245	-	-
Gemasolar	Sevilla (España)	2011	19,9	304.750	15 Horas
Planta Solar 20	Sevilla (España)	2009	20	150.000	1 Horas
Sierra SunTower	California (EEUU)	2009	5	27.670	No
Jülich Solar Tower	Jülich (Alemania)	2008	1,5	17.650	1,5 Horas
Planta Solar 10	Sevilla (España)	2007	11	75.000	1 hora

Tabla 4: “Plantas de Concentradores Central de Torre en el Mundo” [18]

Como se puede ver en la lista anterior, la tecnología termosolar de torre, ha crecido notablemente desde el año 2007 en adelante, siendo una de las tecnologías solares con más proyectos en desarrollo o anunciados. Asimismo, los proyectos son cada vez de mayor envergadura y con una notable capacidad de almacenar energía (hasta 15 horas). Con respecto a los proyectos venideros, en EE.UU. existen proyectos de 750 MW⁶ y a pesar de no tener ni siquiera el nombre definido se ha difundido en la prensa mundial la noticia de que en el desierto de Mongolia (China) se prepara un mega proyecto que alcanzaría los 2000 MW instalados⁷.

⁶ <http://www.power-eng.com/news/2011/12/1563433891/california-energy-commission-begins-review-for-rio-mesa-solar-electric-generating-facility.html>

⁷ <http://articles.latimes.com/2010/jan/09/business/la-fi-solar9-2010jan09>

3.1.5. Chimenea Solar

Este tipo de central pertenece a los llamados sistemas de baja temperatura, diferenciándose de las anteriores por no utilizar ningún ciclo termodinámico, en cambio ocupa el efecto chimenea. Efecto de movimiento de un gas dentro de un ducto mediante convección.

En las chimeneas solares (Updraft en inglés), el aire a temperatura ambiente entra bajo una cubierta de vidrio situada alrededor de una chimenea de unos 5 km de diámetro. La radiación solar permite que este aire capturado eleve su temperatura, provocando una corriente ascendente de este fluido caliente. Ésta pasa por una turbina de viento, ubicada en la base de la chimenea, generando así electricidad (figura 24). Se contempla que las centrales usen tanques de agua para mantener la diferencia de temperatura incluso en la noche, generando energía las 24 horas del día.

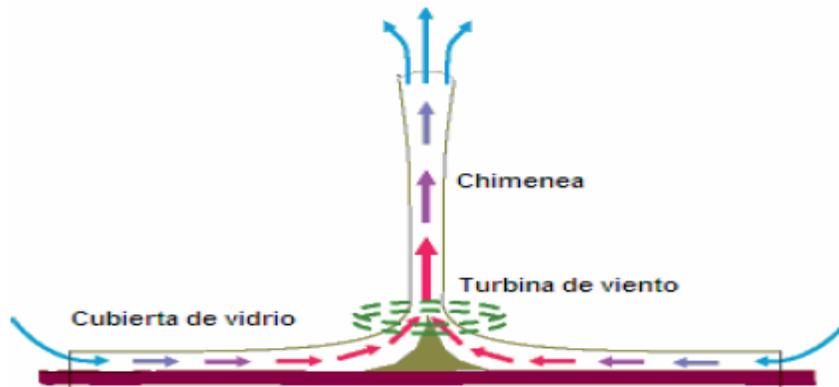


Figura 24: “Funcionamiento de una Chimenea Solar” [23]

Las torres solares de aire ascendente se pueden combinar con otras tecnologías para aumentar su producción. Los colectores solares térmicos o fotovoltaicos se pueden organizar en el interior del colector, lo que se podría utilizar en agricultura.

Teóricamente la eficiencia de este tipo de plantas tiene un máximo del 20%, pero en la práctica se han obtenido eficiencias mucho menores, lo que ha provocado pocos avances desde los primeros prototipos. Por ejemplo, el primer prototipo (figura 25) obtuvo una eficiencia solo del 0,53%.



Figura 25: “Chimenea Solar, Manzanares (España)” [23]

3.1.5.1. Planta de “Corriente Descendente”

Estas plantas (del inglés Downdraft) ocupan el efecto inverso que la chimenea solar. Una planta de corriente descendente, consiste en un cilindro hueco (1.000 metros de altura, 400 de diámetro) con un sistema de pulverización de agua en la parte superior [20]. Mediante bombas se eleva el agua a la parte superior de la torre y luego se pulveriza el agua dentro de la misma. La evaporación del agua enfría el aire caliente y seco que se encuentra en la parte superior. El aire enfriado, ahora más denso que el cálido aire exterior, cae a través del cilindro, haciendo girar una turbina en la parte inferior. La turbina acciona un generador que produce electricidad (figura 26). Debido a su funcionamiento estas plantas no necesitan grandes áreas colectoras, lo cual es uno de los mayores costos de las “Chimeneas Solares”.



Figura 26: “Funcionamiento de una Torre de Corriente Descendente” [20]

Cuanto mayor sea la diferencia de temperatura entre el aire y el agua, mayor es la eficiencia energética. Por lo tanto, las torres de corriente descendente funcionan mejor en un clima cálido y seco. Estas torres requieren grandes cantidades de agua, se puede utilizar agua salada, pero se tiene que evitar la corrosión. La generación de electricidad se reduce cada vez que aumenta la humedad del ambiente o la temperatura disminuye [20].

A pesar de ser teóricamente viables, todavía no existen centrales en operación, pero la empresa Clean Wind Energy Tower, planea construir dos plantas de este tipo en Arizona (EE.UU.), pero no se ha hecho pública más información del proyecto⁸.

3.1.5.2. Centrales de Chimenea Solar

En la actualidad existe solo una central de Chimenea Solar, la “Jinshawan Tower”, ubicada en Mongolia (China) y desde el 2010 solo ha tenido una producción de 200 KW, pero se espera que para el año 2013 la producción llegue a los 27,5 MW⁹.

⁸ <http://www.investorideas.com/CO/CWE/news/2012/04111.asp>

⁹ http://news.xinhuanet.com/english2010/china/2010-12/27/c_13666710.htm

Adicionalmente, existe otro proyecto (“La Paz”) de la empresa “EnviroMission”, la cual anunció el 2010, la construcción de dos torres de 200 MW, pero por problemas con la evaluación de impacto ambiental todavía no ha comenzado la construcción¹⁰.

3.2. Almacenamiento Energético

Uno de los principales retos que enfrenta la obtención de energía eléctrica vía la utilización de energía solar, es la producción de energía cuando el sol es bloqueado por las nubes o durante los períodos nocturnos. El almacenamiento de energía térmica proporciona una solución viable a este problema, logrando factores de planta¹¹ teóricos de hasta un 100%.

Varias tecnologías de almacenamiento térmico de energía se han probado e implementado desde 1985, por lo que a continuación se hará una pequeña revisión de las utilizadas con mayor frecuencia por las tecnologías termosolares [24].

3.2.1. Sistema Directo de dos Tanques

En este sistema, la energía solar térmica es almacenada en el mismo fluido usado para colectarla. El fluido es almacenado en dos tanques, uno a alta temperatura u otro a baja temperatura. El fluido proveniente del tanque de baja temperatura fluye a través del colector solar (o receptor), donde la energía solar lo calienta hasta altas temperaturas para luego ser transportado al tanque de alta temperatura para su almacenamiento. El fluido proveniente del tanque de alta temperatura fluye a través de un intercambiador de calor, donde se genera vapor para la producción de electricidad. El fluido sale del intercambiador de calor a baja temperatura y vuelve al tanque de baja temperatura. Como fluido de trabajo han sido utilizados aceites minerales y sales fundidas [18].

3.2.2. Sistema Indirecto de dos Tanques

Este tipo de sistema funciona de la misma forma que el anterior, con la excepción de que diferentes fluidos son utilizados como transportadores de calor y de almacenamiento. Este sistema es usado en plantas en las cuales el fluido de transferencia de calor es muy costoso o no es apropiado como fluido de almacenamiento.

El fluido de almacenamiento, proveniente del tanque de baja temperatura, fluye a través de un intercambiador de calor adicional, en donde se calienta por el calor del fluido de transferencia. El fluido de almacenamiento a alta temperatura fluye de vuelta al tanque de almacenamiento de alta temperatura. El líquido sale de este intercambiador de calor a una baja temperatura y vuelve al colector solar (o receptor), donde se calienta de nuevo a una temperatura elevada. El fluido de almacenamiento proveniente del tanque de alta temperatura se utiliza para generar vapor de la misma manera que en el sistema directo de dos tanques. El sistema indirecto requiere un intercambiador de calor adicional, lo que aumenta los costos del sistema. Con

¹⁰ http://www.scppa.org/pages/projects/lapaz_solartower.html

¹¹ **Factor de Planta:** cociente entre la energía real generada por una central eléctrica durante un período y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período.

respecto a los fluidos, han sido utilizados el aceite orgánico (como fluido de transferencia de calor) y las sales fundidas (como fluido de almacenamiento) [18].

3.2.3. Sistema de un Tanque de Termoclina

Los sistemas de un tanque de Termoclina almacenan energía térmica en un medio sólido, comúnmente arena de sílice, dentro en un solo depósito. En cualquier momento durante la operación, una porción del medio se encuentra a alta temperatura, mientras otra se encuentra a baja temperatura. Las regiones frías y calientes están separadas por una gradiente de temperatura o termoclina. El fluido de transferencia de calor de alta temperatura fluye hacia la parte superior de la termoclina y sale de la parte inferior a baja temperatura. Este proceso mueve la termoclina hacia abajo y añade energía térmica al sistema para el almacenamiento. Invertiendo el flujo, la termoclina se mueve hacia arriba y elimina energía térmica del sistema para generar vapor y electricidad. Los efectos de empuje crean estratificación térmica del fluido dentro del depósito, lo que ayuda a estabilizar y mantener la termoclina [24].

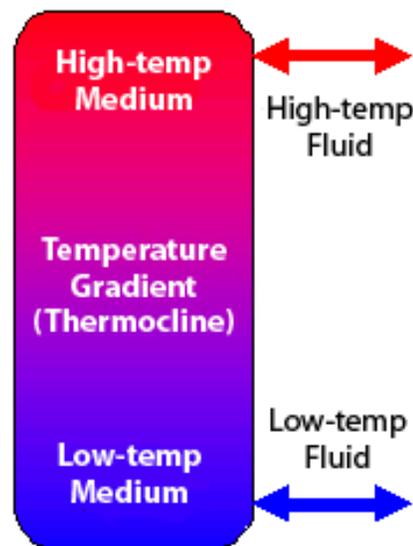


Figura 27: “Sistema de un Tanque de Termoclina” [24]

El uso de un medio sólido de almacenamiento y la necesidad de un solo tanque reducen el costo de este sistema con respecto a los sistemas de dos tanques. Se puede utilizar el vapor como fluido de transferencia de calor y el aceite mineral como fluido de almacenamiento.

3.2.4. Almacenamiento Directo con Sales Fundidas

La utilización de sales fundidas en el campo solar (todas las estructuras encargadas de colectar la energía solar) y el sistema de almacenamiento de energía térmica elimina la necesidad de intercambiadores de calor (los que son costosos).

Esto posibilita al campo solar ser operado con temperaturas mayores que los actuales fluidos de transferencia de calor permiten. Esta combinación también reduce considerablemente el precio de los sistemas de almacenamiento de energía térmica [20].

Lamentablemente, las sales fundidas se congelan a temperaturas relativamente altas (120 a 220 °C), esto implica que se debe tener un especial cuidado para evitar que las sales se congelen en las tuberías de los campos solares durante la noche. Varios laboratorios alrededor del mundo están desarrollando nuevas mezclas de sales que se congelen bajo los 100 °C, lo que se supone un problema mucho más manejable.

3.3. Comparación de Tecnologías Termosolares

A continuación se presenta algunas tablas donde se comparan las principales tecnologías termosolares para la generación de electricidad.

	Cilindro Parabólicos	Torre Central	Lineal Fresnel	Discos Stirling
Capacidad Típica (MW)	10-300	10-200	10-200	0,01-1,5
Madurez de la Tecnología	Comercial	Comercial	Proyecto Piloto	Prototipos
Temperatura de Operación (°C)	350-550	600-1200	350-400	550-750
Eficiencia Máxima (%)	14-20	23-35	18	30,6
Eficiencia Anual Real (%)	11-16	7-20	13	12-25
Factor de Planta Anual	20-53	40-80	22-24	25-28
Hibridación	Si (Directa)	Si	Si (Directa)	Si (Buena)
Estabilidad Red	Medio a Alto	Alto	Medio	Bajo
Ciclo Termodinámico	Vapor Rankine Sobrecalentado	Vapor Rankine Sobrecalentado	Vapor Rankine Saturado	Stirling
Requerimientos de Agua (m³/Mwh)	3 (Húmedo) 0,3 (Seco)	2-3 (Húmedo) 0,25 (Seco)	3 (Húmedo) 0,2 (Seco)	0,05-0,1 (limpieza)
Adecuación Para Refrigeración Por Aire	Bajo a Bueno	Bueno	Bajo	-
Almacenamiento Energético (Horas)	8	15	1	-

Tabla 5: “Comparación Técnica Tecnologías Termosolares”

La tabla anterior expone varios de las características más relevantes de las tecnologías termosolares, por ejemplo la temperatura de operación, la eficiencia real de cada planta o la utilización de agua. Es fácil observar que en este momento las centrales de torre y las cilindro-parabólicas son las que presentan mejores condiciones para su implementación.

Sin duda, uno de los problemas de las tecnologías solares es su alto costo de instalación, según varios estudios (NREL, IRENA, TEC) estos caerán drásticamente en los próximos años, principalmente por el desarrollo de nuevas tecnologías y la producción en masa de la mayoría de los componentes. La tabla 6 muestra una comparativa entre las distintas energías (y tecnologías) y su costo de instalación por Megawatt instalado.

Tipos de central o tecnología	Costo de Instalación (USD/kW)
Cilindro Parabólicos	4.600 7.100 a 9.800
<ul style="list-style-type: none"> • Sin Almacenamiento Energético • 6 Horas de Almacenamiento Energético 	
Torre Solar	6.300-7.500 9.000-10.500
<ul style="list-style-type: none"> • 6 a 7.5 Horas Almacenamiento Energético • 12 a 15 Horas Almacenamiento Energético 	
Lineal Fresnel	~ 4.000
Discos Stirling	10.000-12.000
Eólica	2.000-2.500
Geotérmica	2.500-3.000
Solar PV	5.600
Biomasa	3.500-4.400
Mini-Hidro	1.300-8.000
Térmica a Carbón	1.200-2.000
Central Nuclear	3.500-4.200
Hidroeléctrica	1.050-7.650

Tabla 6: “Costo de instalación Centrales generadoras”.

Fuente: International Renewable Energy Agency

Dado que la generación total de Chile en el año 2011 fue en promedio 5.310 GWh, se puede estimar el área necesaria para suplir toda la demanda energética con alguna tecnología termosolar en particular:

	Área Necesaria (Km²)
Cilindro Parabólicos	686,36
Discos Stirling	1.042,9
Lineal Fresnel	539,6
Torre Solar	695,2

Tabla 7: “Área Necesaria para Satisfacer demanda con energías termosolares”

Cabe destacar que la superficie total del desierto de Atacama es de 105.000 Km², por lo que en el peor de los casos se necesitaría un 9,9% de la superficie y en el mejor, un 5,1%. Este resultado es particularmente relevante, ya que con el paso del tiempo y el avance tecnológico, la idea de que el país ocupe mayoritariamente energía solar podría ser una realidad.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS TECNOLOGÍAS

En el capítulo anterior se revisaron las principales tecnologías que utilizan la energía térmica solar para la producción de electricidad. Al realizar la pertinente comparación entre las mismas, se ha decidido analizar con mayor profundidad a los concentradores Cilindro-Parabólicos y los concentradores Centrales de Torre, para luego evaluar económicamente su posible implementación en el desierto de Atacama. Esta elección se basa principalmente en que la primera opción mencionada es una tecnología comercialmente probada alrededor del mundo y su funcionamiento independiente con base a almacenamiento energético es bastante eficiente, logrando a la fecha ocho horas de operación sin contar con recurso solar. Los concentradores Centrales de torre se escogieron en base a su elevado factor de planta potencial, ya que han logrado quince horas de almacenamiento energético. A lo dicho, hay que agregar que también influyó en la decisión que los componentes de estas centrales son comunes en la industria energética, o teóricamente fáciles de fabricar, esperándose un gran descenso en los costos de instalación en un futuro cercano.

4.1. Concentradores Cilindro-Parabólicos

4.1.1. Funcionamiento

En un sistema cilindro-parabólico los rayos solares son concentrados (de 70 a 100 veces) por colectores de espejo curvado en los tubos absorbedores, que están ubicados en el punto focal de los colectores. El receptor consiste en un tubo especial a través del cual el fluido de trabajo es calentado. En este punto se logran temperaturas operativas que oscilan entre 350 y 550°C. El fluido de transferencia térmica (HTF) bombeado por el tubo absorbedor transfiere la energía térmica a un ciclo convencional de turbina de vapor para la producción de electricidad. En el campo solar de estas plantas se suelen alinear los concentradores parabólicos en filas paralelas extensas [16].

Este tipo de centrales pueden usar directamente agua en el tubo absorbedor o algún fluido térmico (como aceites sintéticos o distintas mezclas de sales). En el caso de que el fluido sea agua, esta se calienta hasta que 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 donde el fluido de trabajo le entrega energía al agua hasta generar vapor sobrecalentado, y luego el ciclo de trabajo es el mismo que el descrito anteriormente [20].

En la siguiente figura se puede apreciar de forma simplificada el funcionamiento de un colector cilindro-parabólico y los componentes principales que lo conforman.

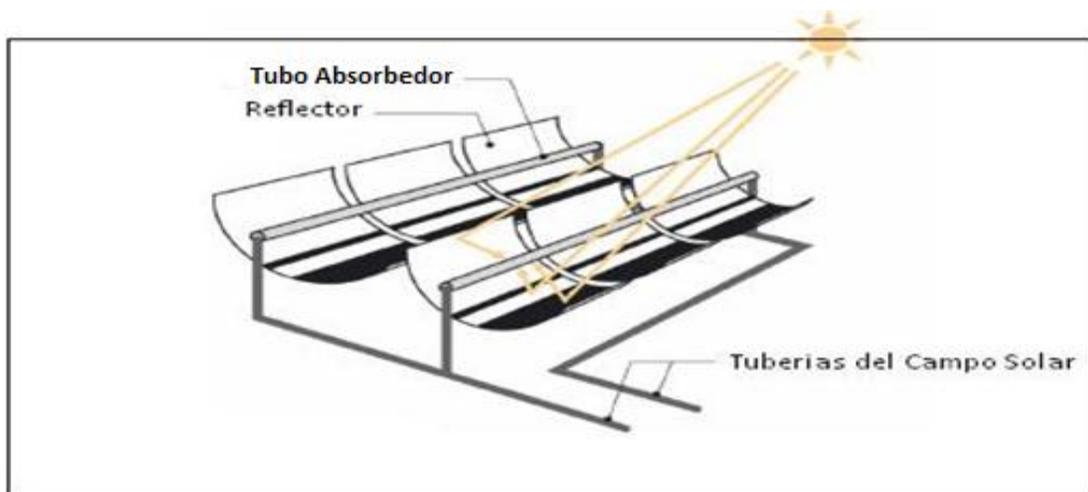


Figura 28: “Componentes de un Sistema de Concentración Cilindro-Parabólico” [25]

4.1.2. Reflector Parabólico

Los reflectores parabólicos consisten en una superficie con una capa reflectante que puede estar constituida por una lámina de metal, espejos de vidrio delgados o varios segmentos de espejos curvos. Los reflectores son montados sobre un marco de acero y siguen al sol usando un sistema de un solo eje.

Para lograr una alta reflectividad (sobre el 94%) se utiliza vidrio como capa soporte con una capa en su interior de plata protegida por una película de cobre entre otras. La diferencia con cualquier espejo normal es el contenido en Fe_2O_3 del vidrio. A través de un limpiado regular, esta alta reflectividad puede mantenerse en el tiempo.

Cada “canal” consiste en una estructura de soporte metálica de alrededor de 150 metros de largo con los segmentos de espejos montados en ella. El ancho de la abertura es típicamente de seis metros.



Figura 29: “Reflector Cilindro-Parabólico” [20]

4.1.3. Absorbedor de Calor

El tubo absorbedor es el encargado de transferir el calor al fluido de trabajo. La radiación solar es convertida en energía térmica aportándole calor al fluido térmico. Dicho tubo se encuentra fijado con ayuda de una estructura soporte al foco del reflector cilindro parabólico, girando solidariamente a todo el colector para que siempre se mantenga en el punto óptimo de recepción, conforme maximizar la concentración solar. Está formado por dos tubos concéntricos, uno metálico en cuyo interior discurre el fluido de trabajo y otro que rodea a éste de vidrio.

El funcionamiento de estos elementos se basa en el paso de la radiación a través del tubo externo de vidrio incidiendo sobre el conducto interno que aumenta su temperatura. Posteriormente, por convección en el interior del tubo interno, se calienta el fluido de trabajo. Debido a esto la absorción del tubo debe ser lo más alta posible, mientras que su emisividad debe ser baja.

Con el fin de disminuir las pérdidas de calor, los tubos absorbedores de metal con materiales selectivos de absorción son encapsulados en tubos de vidrio al vacío. Este diseño también es útil para proteger la capa selectiva.

En la actualidad, la absorción solar de los recubrimientos selectivos está por encima del 95%, a una temperatura de 400 °C, con una emisividad por debajo de 14%. En la superficie de los tubos de vidrio, hay una capa de revestimiento anti-reflectante para coleccionar aún más radiación solar.

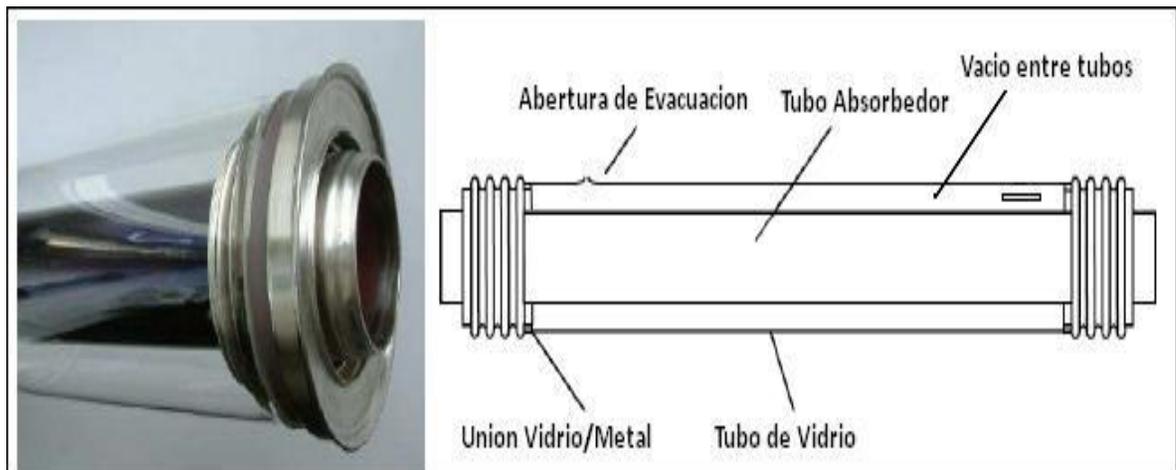


Figura 30: “Tubo Receptor Colector Cilindro-Parabólico” [25]

4.1.4. Fluido de Transferencia

Existe una gran variedad de fluidos de trabajo encargados de absorber la energía térmica producto de la absorción de la radiación solar. Se eligen en función de la aplicación para la que se destinan. Entre los más usados están el agua, el aceite térmico, el glicol o algunas sales fundidas.

Originalmente el aceite mineral era utilizado como fluido de transferencia (HTF, por sus siglas en inglés), aunque actualmente se utiliza “aceite sintético”, también llamado aceite térmico. Debido a su limitada estabilidad térmica, la máxima temperatura de trabajo es de aproximadamente 400 °C. Esta temperatura requiere que el aceite esté a una presión de 12 a 16 Bar, lo que provoca que tanto los tubos absorbedores como los intercambiadores de calor deban ser diseñados resistentes a la presión, lo que conlleva costos relativamente altos. A la vez, se limita la temperatura del vapor generado, provocando una eficiencia menor en las turbinas.

Las sales fundidas han sido propuestas como medio de transferencia térmica. Las principales ventajas de este tipo de sales son; menores costos específicos; una mayor capacidad calórica; y potencialmente una mayor temperatura de trabajo. Como contraparte, la mayor temperatura de fusión y mayor viscosidad requieren de más energía para su calentamiento y el respectivo bombeo.

Igualmente, se ha considerado la generación directa de vapor, lo que provocaría considerables reducciones de costos (sólo se utiliza un fluido, no se necesitan intercambiadores de calor, etc.) y una eficiencia potencial mayor. Uno de los mayores inconvenientes de esta idea, es el almacenamiento energético, ya que el almacenamiento directo en vapor todavía no es suficientemente eficiente y tan sólo se ha logrado unas pocas horas de funcionamiento autónomo de la central con esta tecnología.

4.1.5. Sistema de Seguimiento Solar

Debido a que las tecnologías termosolares sólo utilizan la radiación solar directa, los colectores deben poder seguir de alguna forma la trayectoria del sol, conforme maximizar la cantidad de energía entregado a los receptores.

Las centrales de concentradores cilindro-parabólicos realizan un seguimiento solar en un eje, es decir, que el seguimiento del colector se basa en el giro de éste alrededor de un eje que suele ser perpendicular a la dirección principal de la trayectoria solar (Figura 31). Se han probado sistemas de dos ejes, pero estos han resultado considerablemente más costosos y menos resistentes a las cargas de viento.

Generalmente, el movimiento de un colector cilindro parabólico es producto de la acción del trabajo de un motor que puede ser eléctrico o hidráulico dependiendo de las dimensiones del colector.

El sistema encargado de comprobar dónde está el Sol en cada momento y transmitir las señales adecuadas al motor para que éste gire, suelen ser sensores de orientación por medio de células fotosensibles o sensores solares de banda de sombra. Estos sensores orientan los colectores automáticamente. Otra forma posible, es utilizar algoritmos matemáticos que dan el giro del mecanismo en función del momento del año en el que se esté, aunque supone una pérdida de eficiencia en comparación a las células fotosensibles.

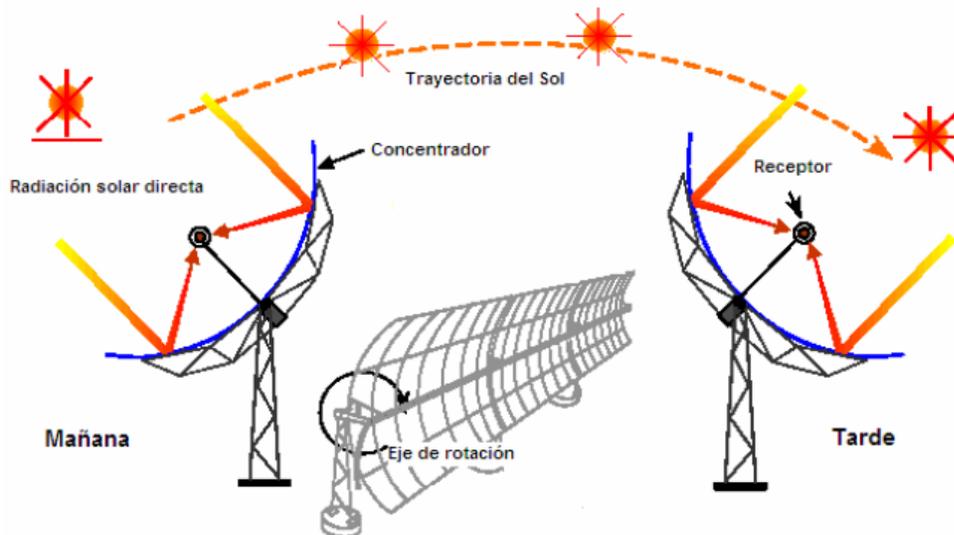


Figura 31: “Sistema de Seguimiento solar colector cilindro-parabólico” [13]

4.1.6. Almacenamiento de Energía Térmica

Para el almacenamiento térmico, se puede utilizar el aceite sintético y almacenarlo en tanques para la noche. Sin embargo, para este propósito el aceite es demasiado costoso. En cambio, la mezcla de nitrato de sal (típicamente 60% nitrato de sodio y 40% nitrato de potasio) puede ser utilizada con mejores resultados con respecto al costo/eficiencia.

Debido a que los depósitos de sales fundidas son relativamente costosos, en especial para la operación de 24 horas de una planta de concentradores cilindro-parabólicos, se ha propuesto la posibilidad de utilizar sistemas de medios sólidos de almacenamiento, especialmente el concreto por su bajo costo [20].

El almacenamiento en vapor o el uso directo de sales fundidas como fluido de transferencia y de almacenamiento, están siendo estudiados, pero aún no se han logrado resultados suficientemente positivos como para implementarse a gran escala.

4.2. Concentrador Central de Torre

4.2.1. Funcionamiento

Los sistemas de receptor central utilizan un campo de espejos distribuidos (llamados helióstatos) que realizan un seguimiento individual del sol y reflejan la radiación solar directa hasta la parte superior de una torre situada a gran altura. Concentrando la luz solar de 600 a 1.000 veces se logran unas temperaturas que pueden superar los 1000 °C. La energía solar es absorbida por un fluido de trabajo y es empleado posteriormente para generar vapor y así accionar una turbina convencional (Figura 32).

Una de las principales ventajas de las centrales de torre central frente a las otras tecnologías termosolares de concentración, es que la mayoría de sus subsistemas utilizan tecnologías comúnmente utilizadas en otros tipos de industrias: los subsistemas del ciclo de

generación de vapor y movimiento de la turbina a vapor son similares a los usados en plantas termoeléctricas convencionales; los subsistemas eléctricos son también típicos de una central termoeléctrica convencional; el fluido térmico y los intercambiadores de calor son usados en otros ámbitos de la industria con el mismo propósito; los espejos son planos por lo que su producción ya se realiza para otros fines y no representan mayores problemas en su producción, transporte o instalación [26]. Asimismo la elevada temperatura de operación de este tipo de plantas permite un aumento en la eficiencia de la turbina y un mejor almacenamiento energético.

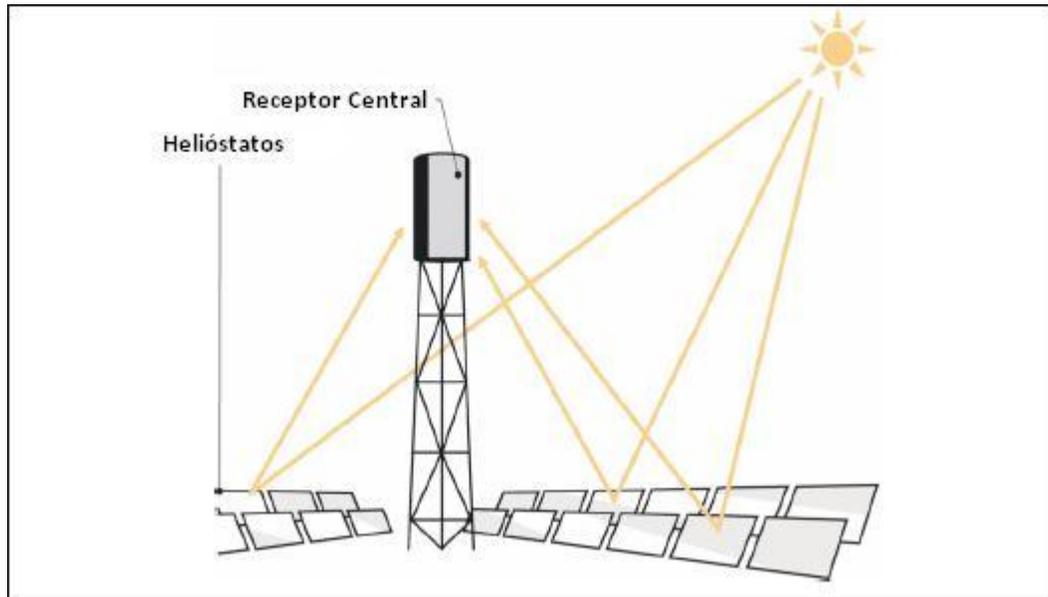


Figura 32: “Componentes de un Sistema de Concentración Central de Torre” [26]

4.2.2. Heliostatos

El campo de heliostatos está conformado por un gran número de heliostatos individuales (desde varios cientos hasta miles), los cuales están compuestos por: un reflector de luz solar, una unidad de seguimiento con su respectivo motor accionador, la fundación y un sistema de control electrónico. La disposición de los heliostatos puede tener diversas geometrías, dependiendo fundamentalmente del tipo de torre receptora. El desarrollo de estas tecnologías comenzó en Estados Unidos en el año 1975 cuando grandes empresas diseñaron distintos prototipos.

Los heliostatos representan un gran porcentaje del costo total de las plantas concentradoras centrales de torre. Por lo tanto, se han realizado grandes esfuerzos en el desarrollo de heliostatos con buena calidad óptica, alta confiabilidad, una larga vida útil y bajos costos específicos por área de trabajo. Debido principalmente a motivos económicos, grandes heliostatos con áreas de 100 a 200 m² son utilizados comúnmente en las centrales actualmente en operación. Existen dos tipos principales de heliostatos, los tipo vidrio/metal y los de membrana.

4.2.2.1. Helióstatos de Vidrio/Metal

Los heliostatos de Vidrio/Metal, consisten en varios espejos cuadrados generalmente de 2 a 4 m^2 , soportados por una estructura metálica similar a la de los paneles fotovoltaicos. Cada heliostato tiene un par de motores individual para seguir al sol y concentrar la energía solar en el receptor (ubicado en la parte superior de la torre), por lo que cada cual tiene distinta orientación. Esto lleva a un alto nivel de concentración, pero también a un elevado costo por heliostato. Actualmente, este tipo de heliostatos son los más utilizados por las centrales (Figura 33).



Figura 33: “Heliostato de Vidrio/Metal, PS-10 (España)” [20]

4.2.2.2. Helióstatos de Membrana

Los heliostatos de membrana son de producción más compleja y se caracterizan por tener una superficie especular única de acero inoxidable estirado, simulando una membrana de gran superficie. Este tipo de heliostatos posee una alta eficiencia de reflexión solar, además de reducir los costos en material y trabajo de los motores, al ser más livianos que los anteriores. Adicionalmente, se han construido arreglos de varios módulos de espejos de membrana en orden de reducir costos de fabricación (Figura 34).

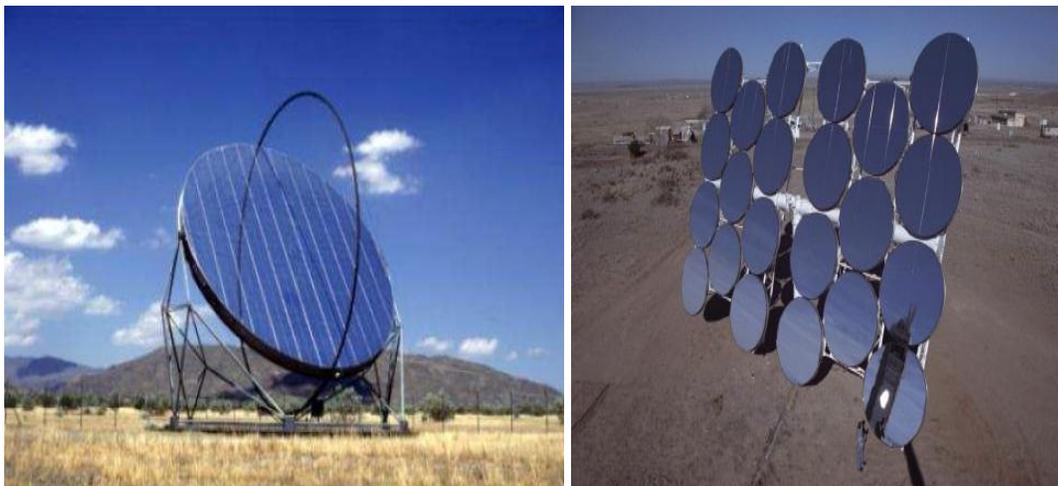


Figura 34: “Heliostato de Membrana/Heliostato Conformado por Espejos de Membrana Modulares” [20]

4.2.3. Torre Colectora

Las torres colectoras son diseñadas en función de la potencia de la central, los ciclos térmicos utilizados, el almacenamiento energético, el campo concentrador, el fluido de trabajo, etc. Las torres son comúnmente de 80 a 100 metros de alto, fabricadas de concreto o acero. Una torre más alta es deseada para campos de heliostatos más grandes y densos, pero se debe tener cuidado con las sombras proyectadas. Al mismo tiempo se debe tener en consideración aspectos técnicos y económicos para la elección de la altura de la torre.

La torre colectora tiene dos diseños principales, muy relacionados con el campo concentrador, a saber: torre central con colector cilíndrico y torre norte con colector de cavidad, las cuales son descritas a continuación:

4.2.3.1. Torre central con colector cilíndrico

Esta torre se caracteriza por el hecho de posicionarse en el centro del campo concentrador (generalmente por motivos de diseño no se encuentra en el centro exacto, pero si en su interior) y recibe la radiación reflejada por los heliostatos desde todas las direcciones, por esta razón la superficie colectora está compuesta por una superficie externa de forma cilíndrica.

La forma puede tener muchos diseños como un toroide o un cilindro vertical simple dependiendo de eso la forma del campo de heliostatos. Los tubos absorbentes se disponen externamente, formando la superficie del receptor; su principal inconveniente radica en que las pérdidas térmicas al exterior, por convección y radiación, son mucho mayores que en los receptores de cavidad [26]. Debido a la mayor densidad de heliostatos en estos sistemas, es que se tiene una mayor concentración solar potencial.

En general, este tipo de torres son utilizadas para centrales de mayor tamaño, este es el caso de la planta “Gemasolar”-19,9 MW- (ver anexo C) o el proyecto “Rice Solar Energy” -150 MW-. Estas torres tienden a construirse de mayor altura por lo que la construcción debe ser robusta y debe poder resistir las cargas de vientos (principalmente en su parte superior). En consecuencia, se requiere una torre de concreto y fundaciones reforzadas, lo que es altamente deseable, en especial para países sísmicos como Chile.

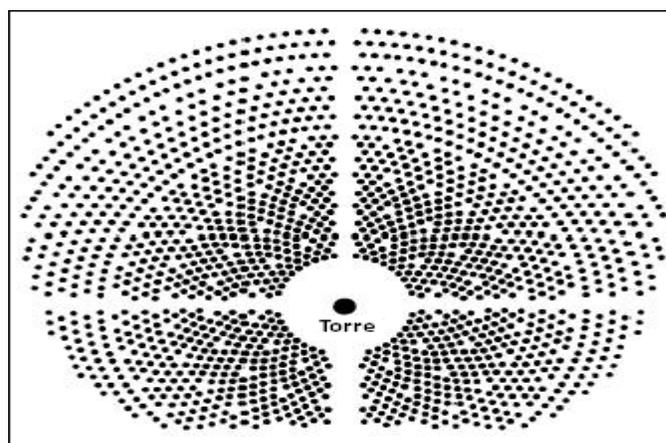


Figura 35: “Disposición Heliostatos Torre Central” [27]

4.2.3.2. Torre norte con colector de cavidad

Este tipo de torres se caracteriza por ubicarse en norte del campo concentrador. Esto es en el caso del hemisferio sur, ya que en el norte la torre se ubica al sur del campo. El colector de cavidad puede ser de eje vertical u horizontal y tiene una abertura para que penetren la radiación solar reflejada por los heliostatos. Los receptores de cavidad de eje horizontal ofrecen mayores ventajas para torres de menor altura, mientras que cuando los heliostatos están muy próximos a la torre, es preferible un receptor de eje vertical.

Este tipo de torres son utilizadas usualmente para proyectos pequeños, dado que se tiene una menor concentración solar, pero una mayor absorción (menores pérdidas en el receptor). Ejemplo de esto son las centrales “PS-10” (11 MW) o la “Jülich Solar Tower” (1,5 MW).

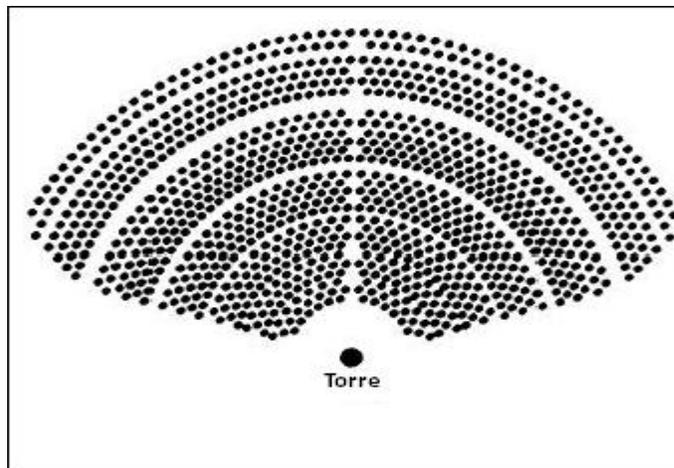


Figura 36: “Disposición Heliostatos Torre Norte” [27]

4.2.4. Tipos de Receptores

4.2.4.1. Receptor Volumétrico de Aire

En los receptores volumétricos de aire circundante al receptor es llevado a través del absorbedor, que ha sido calentado por la radiación solar concentrada de 600 a 800 °C. Como material absorbente se utiliza alambre de acero o cerámicas porosas, dependiendo de la temperatura de operación. Debido a la estructura porosa, la absorción se produce esencialmente en el interior del receptor, por lo que la temperatura de la superficie permanece relativamente baja. Esto implica que las pérdidas por convección y especialmente por emisiones infrarrojas (que son proporcionales a la cuarta potencia de la temperatura), se reduzcan notablemente.

Otras ventajas del receptor volumétrico son: fácil manejo del aire como medio de transferencia de calor (gran disponibilidad, no es tóxico ni corrosivo), estructuras relativamente simples, baja inercia térmica y puesta en marcha en poco tiempo. Además, el aire no está sujeto a restricciones de temperatura, y no cambia de fase en el intervalo de temperatura requerido.

Algunas claras desventajas en comparación con otros receptores son: el bajo calor específico, como medio de transferencia del aire, lo que conduce a una alta velocidad de flujo; y

la no existencia de forma eficiente de almacenar aire caliente, lo que provoca una notable baja en el factor de planta potencial.

4.2.4.2. Receptor de Sales Fundidas

En el receptor las sales fundidas son calentadas para luego producir vapor sobrecalentado por medio de un intercambiador de calor (generador de vapor). Las sales fundidas consisten en nitrato sódico o potásico ($NaNO_3$, KNO_3). En contraste con el aire, la sal fundida tiene una capacidad térmica mucho mayor y puede ser utilizada directamente como medio de almacenamiento térmico. Como resultado, el costo del diseño de la estructura de almacenamiento de calor es reducido considerablemente.

Otra ventaja de la sal fundida es que el medio de transferencia de calor siempre existe en la fase líquida y por lo tanto no se producen flujos de dos fases. Debido a que las sales se solidifican a temperaturas relativamente altas (120 a 140 °C), todas las estructuras deben ser calentadas constantemente, lo que implica mayores costos, incluso las sales suelen ser corrosivas, por lo que deben ser tratadas con cuidado.

4.2.4.3. Receptor Agua/Vapor

El receptor Agua/Vapor funciona de forma similar al anterior, pero en vez de utilizar sales se usa agua, produciéndose vapor saturado o sobrecalentado de forma directa. Estos receptores no son utilizados en la actualidad, principalmente por los problemas asociados a los cambios de base, lo que dificulta la transferencia de calor y aumenta la fatiga de los materiales. Por otro lado, tampoco se han logrado los avances suficientes para poder almacenar de buena forma el vapor, lo que encarece de sobremanera el almacenamiento energético.

4.2.5. Sistema de Seguimiento Solar

Los helióstatos realizan un seguimiento solar en dos ejes, para lo cual cuentan con dos sistemas de motores y engranes para la orientación, corrección y soporte de cargas de vientos, para los dos tipos de movimientos (vertical, horizontal). Ambos motores son controlados por un sistema electrónico que traducirá las órdenes de orientación provenientes de la casa de control.

Los sistemas de seguimiento varían dependiendo del tipo de helióstato, vidrio/metal o membrana, ya que la diferencia en la estructura de soporte y en el peso de cada uno, modifica la potencia necesaria de los motores y su instalación, pero la forma en que se realiza el seguimiento sigue siendo esencialmente la misma.

4.2.6. Almacenamiento de Energía Térmica

Los sistemas de almacenamiento térmico de energía en una central de torre, son muy similares a los descritos anteriormente.

Los requerimientos principales para cualquier sistema de almacenamiento son: alta densidad de energía en el material de almacenamiento; buena transferencia de calor entre el fluido térmico y el material de almacenamiento; estabilidad mecánica y química del material de almacenamiento; compatibilidad entre el fluido térmico, el intercambiador de calor y el material

de almacenamiento; bajas pérdidas térmicas y facilidad de control (que los elementos utilizados no sean excesivamente tóxicos o corrosivos).

El almacenamiento en general puede ocupar tres mecanismos distintos: el almacenamiento por calor sensible (la energía se guarda en el cambio de temperatura de un material que experimenta un cambio en su energía interna); almacenamiento por calor latente (la energía se puede guardar de manera isotérmica en sustancias como calor latente de cambio de fase, como el calor de la fusión o de la vaporización); y el almacenamiento por calor químico (la energía es almacenada por reacciones químicas reversibles) [26].

En la actualidad, el almacenamiento en sales fundidas es el más extendido en los proyectos de torre concentradora, principalmente por su precio relativamente bajo, su seguridad y bajas pérdidas térmicas. Utilizando sales fundidas la planta española “Gemasolar” ha logrado 15 horas de funcionamiento autónomo, por lo que con más desarrollo se espera que en poco tiempo la mayoría de las centrales de torre permitan operaciones de 24 horas.

4.3. Comparación Tecnologías

A continuación se presentan varios indicadores (los más utilizados en la industria de la generación renovable de energía) que permiten comparar las tecnologías de concentración cilindro-parabólica y la torre solar (concentración central de torre). Estas comparaciones están enfocadas principalmente en aspectos económicos, ya que la comparación técnica fue realizada en el capítulo anterior (junto con las demás tecnologías de concentración solar).

4.3.1. Costos de Instalación

Sin duda una de las mayores dificultades para la implementación de la tecnología termosolar es su elevado costo de instalación. En la figura 36 se aprecia un desglose de los principales costos de instalación tanto de las plantas cilindro-parabólicas como de las de torre.

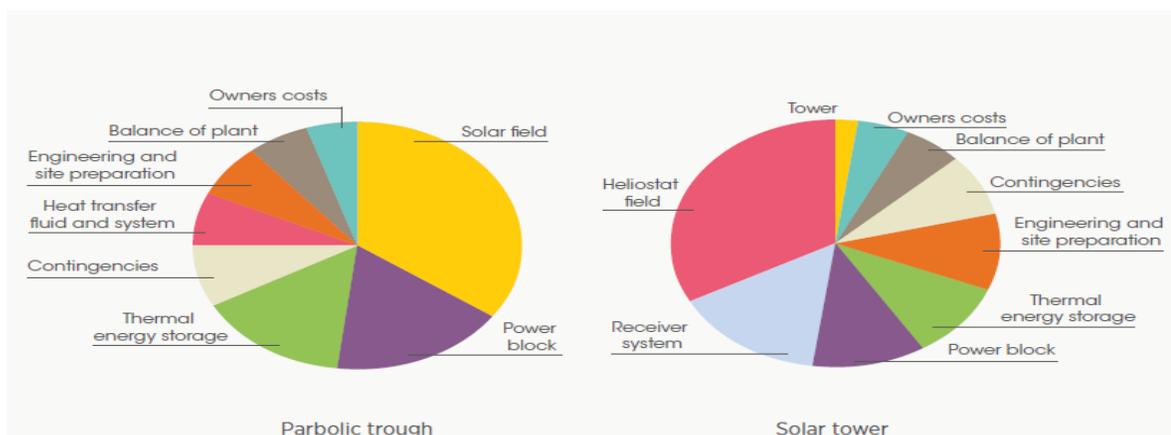


Figura 37: “Costos instalación Central Cilindro-Parabólica y de Torre (100 MW)”.
Fuente: IRENA [28]

En los gráficos anteriores se puede ver que en el caso de la central cilindro-parabólica (Parabolic Trough) el principal costo es el campo solar (38,5% del total), básicamente debido a los costos de la estructura metálica de soporte, los espejos, el receptor y los sistemas de transferencia de calor. Otro costo relevante es el del almacenamiento energético, que puede ir desde un 9% (4,5 horas) hasta el 20% (13,4 horas, como en el gráfico). El fluido de transferencia (usualmente aceite sintético) requiere desde 8 al 11% de la inversión.

En el caso de la central de torre (Solar Tower) los costos son muy similares al caso anterior, en donde el principal costo es el campo de helióstatos con más del 35% del total. La diferencia fundamental es el costo del almacenamiento energético (producto de la mayor temperatura de operación de la central de torre), por ejemplo para 9 horas de almacenamiento, la central de torre requiere de 9% de los costos mientras que la cilindro-parabólica alrededor de 18%.

4.3.2. Costos por horas de almacenamiento energético

Se ha hecho énfasis en la importancia del almacenamiento energético para el futuro de las tecnologías termosolares, en los siguientes gráficos se puede apreciar como los costos de estos sistemas son bastantes similares mientras se aumentan las horas de almacenamiento. Asimismo, se corrobora la pequeña inversión necesaria para las plantas de torre (aun con 15 horas de almacenamiento). Por esta razón, se espera que en un futuro cercano los proyectos termosolares sean cada vez de mayor envergadura y diseñados para 24 horas de operación.

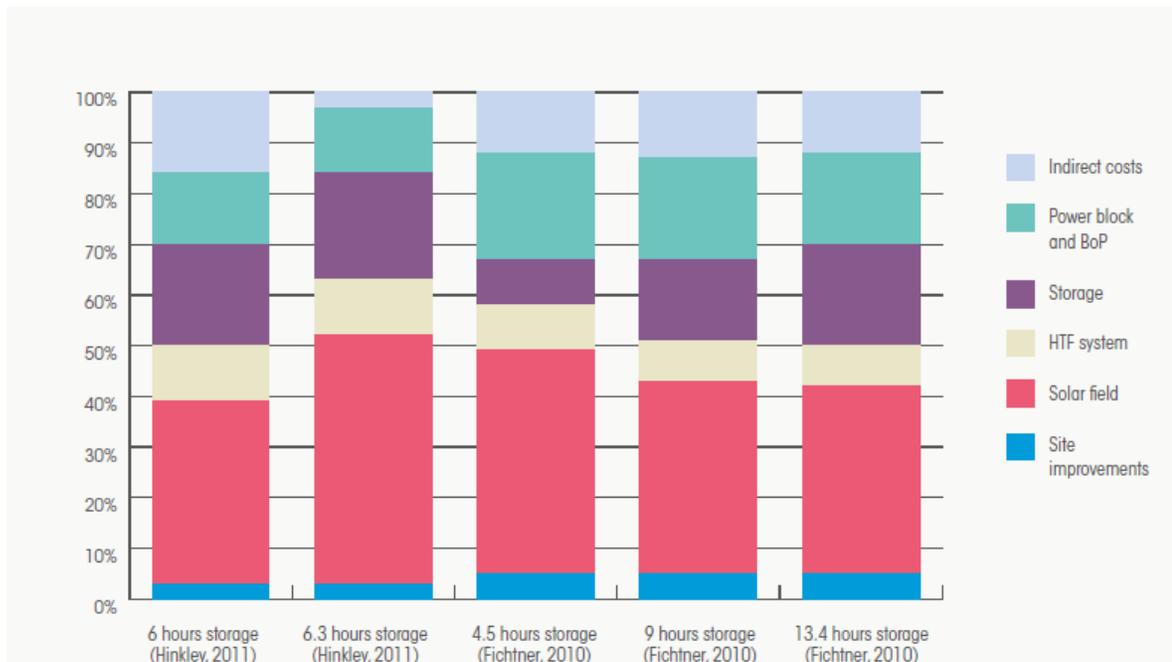


Figura 38: “Costos por horas de almacenamiento, central cilindro-parabólica”.

Fuente: IRENA [28]



Figura 39: “Costos por horas de almacenamiento, central de torre”.

Fuente: IRENA [28]

4.3.3. Reducción Potencial de Costos

Las oportunidades de reducción de costos para la planta termosolares de concentración son considerables. El despliegue comercial de tecnologías termosolares está en sus inicios, mientras aumente la experiencia, avance el I+D, las plantas crecerán, comenzará la producción en masa de la mayoría de los componentes y aumentará la competencia entre los proveedores de tecnologías, provocando un gran descenso en los costos.

Según las proyecciones de organismos internacionales sobre energías renovables (NREL, IRENA, TEC), las principales reducciones ocurrirán en los campos solares, donde la futura producción en masa de los componentes (espejos, estructuras, etc.), producirá un descenso considerable en los precios de estos. Por otra parte, el desarrollo y el avance tecnológico deberían reducir los costos tanto de los fluidos de transferencia, el almacenamiento energético y de los receptores.

En la figura 38 se pueden apreciar las reducciones de costos previstas para plantas cilindro-parabólicas, las que se alcanzarían en 2017, y para las plantas solares de torre, en el año 2020. Cabe destacar que se predicen reducciones aún mayores para el mediano plazo.

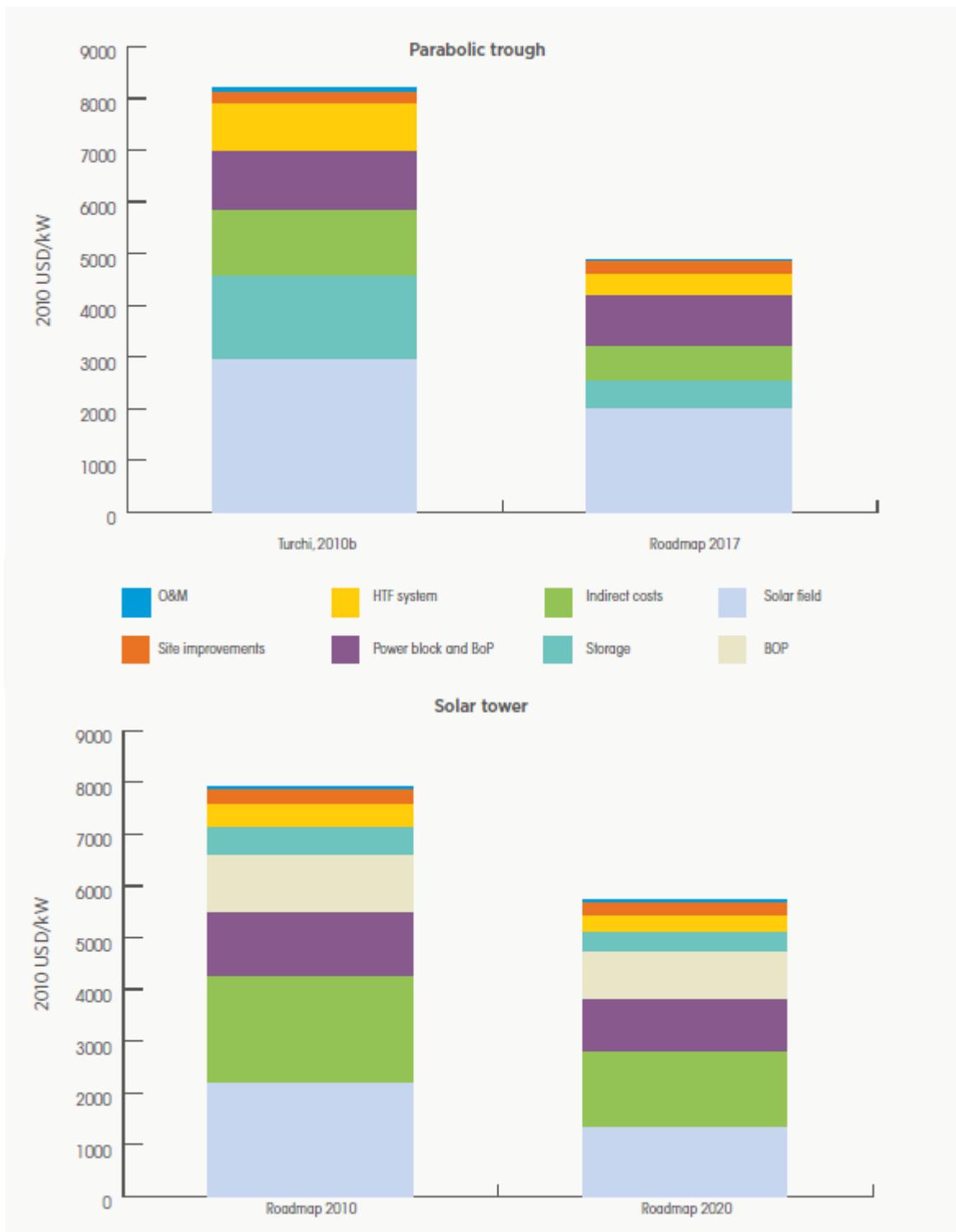


Figura 40: “Reducción de costos Proyectos, Centrales Cilindro-Parabólicas y de Torre”.
Fuente: IRENA [28]

CAPÍTULO 5

RECURSO SOLAR

5.1. Análisis de la radiación solar en Chile

Como ya se ha comentado anteriormente, el recurso solar del norte de Chile es de los mejores del mundo. En el desierto de Atacama la radiación solar directa proporciona alrededor de $3.000 \text{ kWh}/\text{m}^2$ año [8]. Además, se tiene escasa presencia de nubosidad y una gran transparencia de los cielos (lo que también ha sido aprovechada por los grandes telescopios instalados en la zona). Debido a la baja latitud (22°S - 26°S) existe gran cantidad de horas de sol tanto en invierno como en verano. Estas características hacen del norte de Chile un sitio ideal para la implementación de tecnologías termosolares. En la figura 41 se puede apreciar el promedio diario de radiación horizontal en el norte grande.

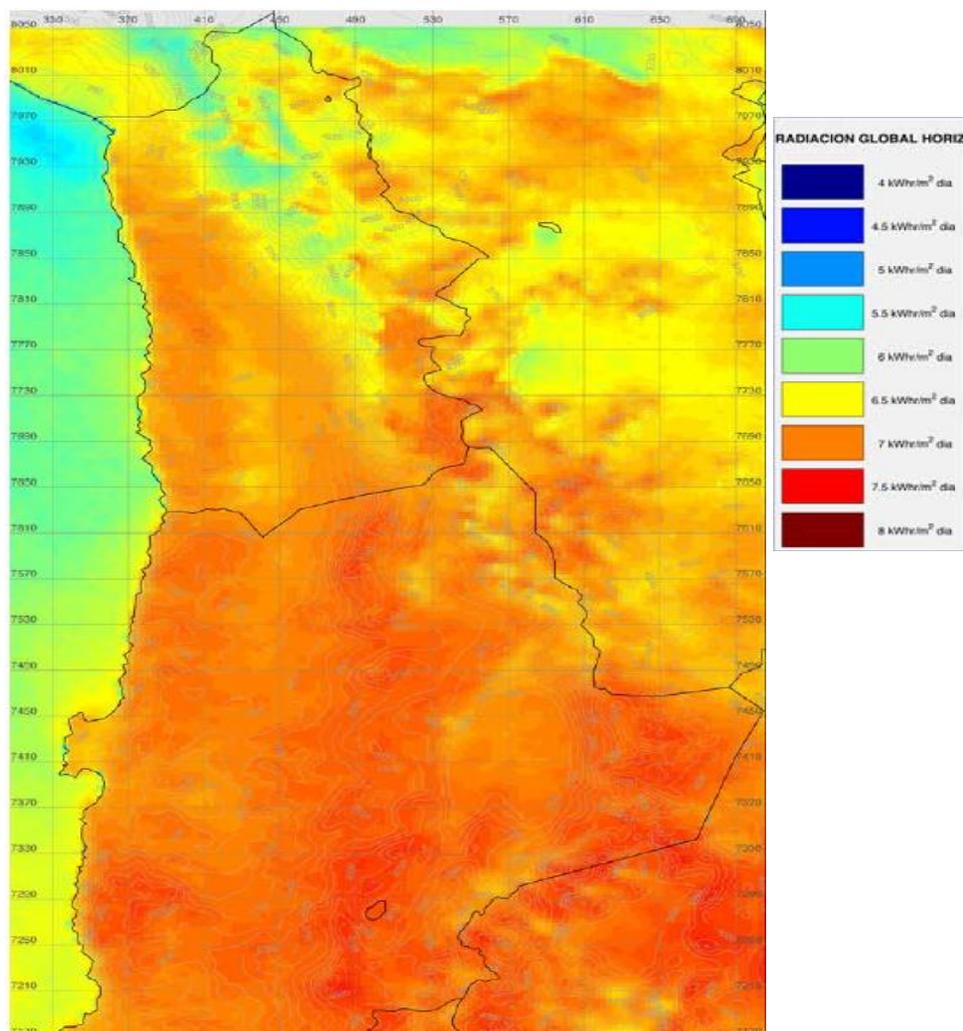


Figura 41: “Radiación Horizontal Promedio Norte Grande (2006)”.
Fuente: CNE

Para poder describir la radiación solar en un punto se necesita conocer la posición del sol en el cielo con respecto del observador. Para esto se utilizara el modelo astronómico, descrito a continuación [29].

Se definen los siguientes parámetros necesarios para el modelo:

- Latitud (ϕ): Coordenada geográfica que indica la localización de un lugar, en dirección Norte o Sur desde el ecuador. Varía en un rango de $\pm 90^\circ$, en donde el polo Norte es $+90^\circ$, el polo Sur -90° y el ecuador es igual a 0° .
- Longitud (λ): Distancia angular entre un punto dado de la superficie terrestre y el meridiano que se tome como 0° (en la actualidad corresponde al meridiano de Greenwich). Varía en un Rango de $\pm 180^\circ$.
- Declinación Solar (δ): Es el ángulo que forma el sol el sol con el ecuador celeste¹², varía según la época del año en un rango de $\pm 23.5^\circ$ entre los solsticios de verano e invierno.
- Angulo horario (ω): indica el desplazamiento angular del Sol sobre el plano de la trayectoria solar. Depende del uso 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 entrega la posición del sol en coordenadas esféricas para un sistema de referencia particular.

Primero se procede a calcular la hora solar media para algún lugar determinado, esta corresponde a una corrección de la hora legal con respecto al meridiano del lugar y al meridiano que corresponde al uso horario del mismo. Por lo tanto, en el caso de Chile la hora solar media se puede expresar como:

$$Hr_{solar\ media} = Hr_{legal} + \left(\frac{\lambda - \lambda_{huso}}{15^\circ} \right) \quad (5.1)$$

En donde:

$Hr_{solar\ media}$: Hora solar media del lugar.

Hr_{legal} : Hora oficial del lugar.

λ : Longitud del lugar.

¹² El Ecuador celeste es un gran círculo en la imaginaria esfera celeste en el mismo plano que el ecuador y por tanto perpendicular al eje de rotación de la Tierra

λ_{huso} : Longitud del huso horario del lugar.

Dada la ecuación anterior se puede calcular el ángulo horario (ω) según la expresión 5.2:

$$\omega = 15 \cdot (Hr_{\text{solar media}} - 12) \quad (5.2)$$

En que:

ω : Angulo horario en grados sexagesimales.

Para determinar la declinación solar, se utiliza la relación aproximada de Cooper [29]:

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen} \left(360 \left(\frac{284 + n}{365} \right) \right) \quad (5.3)$$

Con:

δ : Declinación solar en grados sexagesimales.

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

El modelo astronómico estima la Altura solar (h) y el Acimut (γ) utilizando las ecuaciones 5.4 y 5.5 respectivamente:

$$h = \arcsen(\text{sen}(\phi) \cdot \text{sen}(\delta) + \text{cos}(\phi) \cdot \text{cos}(\delta) \cdot \text{cos}(\omega)) \quad (5.4)$$

$$\gamma = \text{sen}^{-1} \left(\frac{\text{cos}(\delta) \cdot \text{sen}(\omega)}{\text{cos}(h)} \right) \quad (5.5)$$

En donde:

δ : Declinación solar en grados sexagesimales.

ω : Angulo horario en grados sexagesimales.

h: Angulo de altura solar en grados sexagesimales.

γ : Angulo de acimut en grados sexagesimales.

Conociendo la posición del sol durante el día, se puede utilizar el modelo de “Perrin de Brichambaut” [16], para determinar la radiación directa (I) y difusa (D) que llega a un plano paralelo al suelo.

El modelo de Perrin de Brichambaut define correlaciones para la determinación de la radiación, en función de constantes empíricas que dependen de las condiciones atmosféricas, haciendo la distinción entre cielo claro, cielo normal y cielo contaminado (tabla 8).

Constata	Cielo Claro	Cielo Normal	Cielo Contaminado
A	1.210 W/m ²	1.230 W/m ²	1.260 W/m ²
B	6	3,8	2,3
C	1°	1,6°	3°
K	0,75 W/m ²	1 W/m ²	1,33 W/m ²

Tabla 8: “Constantes de Ajuste, Modelo de Perrin de Brichambaut” [16]

Por las características del norte de Chile (gran aridez, escasa humedad y nubosidad), se utiliza el modelo de cielo claro. Dado lo anterior el modelo calcula la radiación directa e indirecta según las expresiones 5.6 y 5.7 respectivamente:

$$I = A \cdot e^{\left(\frac{1}{B \cdot \text{sen}(h+C)}\right)} \quad (5.6)$$

$$D = 125 \cdot K \cdot (\text{sen}(h))^{0,4} \quad (5.7)$$

Con:

I: Radiación directa en W/m².

D: Radiación Difusa en W/m².

h: Angulo de altura solar en grados sexagesimales.

La radiación total se determina por la suma de las proyecciones, como se aprecia en la figura 42 y queda expresado en la ecuación 5.8

$$G = I \cdot \text{sen}(h + \theta) + D \quad (5.8)$$

En donde:

G: Radiación global en W/m².

θ : Angulo del plano con respecto al suelo en grados sexagesimales.

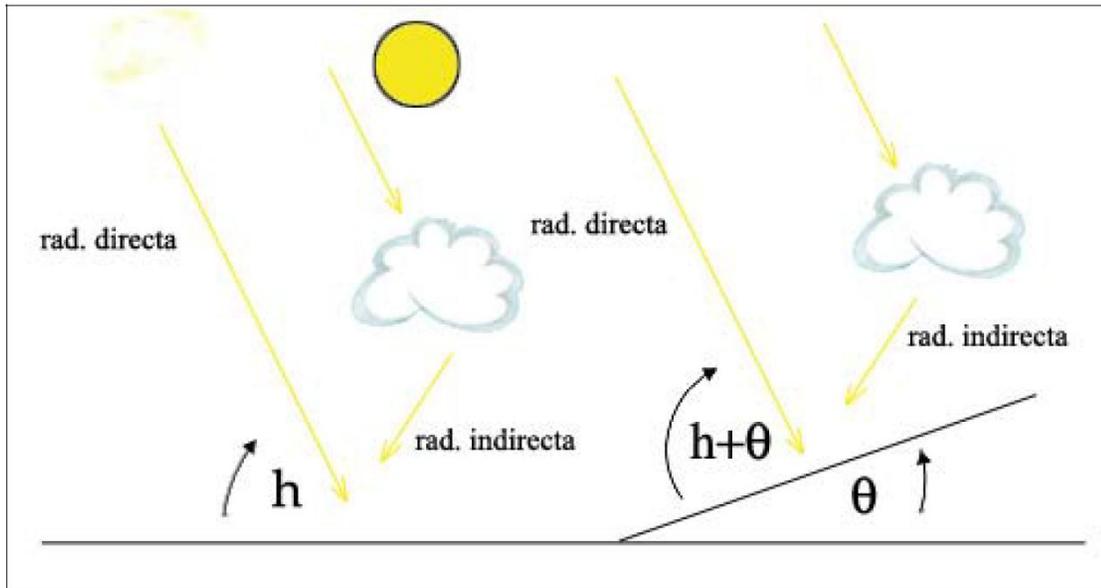


Figura 42: “Radiación directa y difusa con respecto a un plano inclinado” [16]

Debido al seguimiento solar propio de los colectores y los heliostatos, la radiación solar logra su máximo (cuando la suma de $h + \theta$ es igual 90°) y la ecuación 5.8 se puede reescribir como:

$$G = I + D \quad (5.9)$$

A pesar de lo anterior, cabe recordar que debido a la concentración solar las plantas termosolares solo pueden utilizar la radiación directa (por lo que la indirecta no será consideradas). El modelo recién descrito se implementa en lenguaje MATLAB (código en los anexos).

5.2. Localización Centrales

Uno de los principales aspectos al momento de diseñar una central termosolar es su ubicación geográfica, ya que muchas características inherentes al emplazamiento determinarán el rendimiento de la planta y cuánto se reducirán (o aumentarán) ciertos costos.

El lugar escogido debe presentar una alta radiación solar y una baja presencia de nubes. Ya se ha comentado que se utilizará el desierto de Atacama, que presenta las mejores características del mundo en relación a la radiación solar, baja nubosidad y un clima propicio para las centrales y sus distintos componentes. Además de ello, se debe buscar un lugar que presente un terreno plano y despejado, ya que las plantas termosolares utilizan grandes superficies, las cuales deben estar despejadas para evitar cualquier tipo de sombra. Otro punto relevante es la cercanía a puntos de conexión al sistema eléctrico o al consumo final, esto principalmente para reducir costos de la línea de transmisión.

En la siguiente figura se pueden apreciar las estaciones, subestaciones y líneas de transmisión principales del “Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)”, sistema al que se deberá conectar el proyecto termosolar debido a su ubicación dentro del desierto de Atacama. También se podría optar por contratos libres y conectarse directamente a alguna empresa que necesitara la energía, como por ejemplo las grandes mineras del norte.



Figura 43: “Sistema Interconectado del Norte Grande”.
Fuente: Anuario 2009 CDEC SING

Considerando lo anterior es que ese escoge un lugar cercano a la estación Crucero (una de las más importantes del SING). Asimismo el emplazamiento (Figura 44) se encuentra cerca de las ciudades de Calama y Tocopilla y existen accesos por las rutas 5 y 24. El tamaño de las centrales dependerá de su potencia y será calculado más adelante (capítulo 8), pero comparando con

proyectos existentes el sitio escogido es capaz de albergar cualquier proyecto termosolar de las capacidades estudiadas.

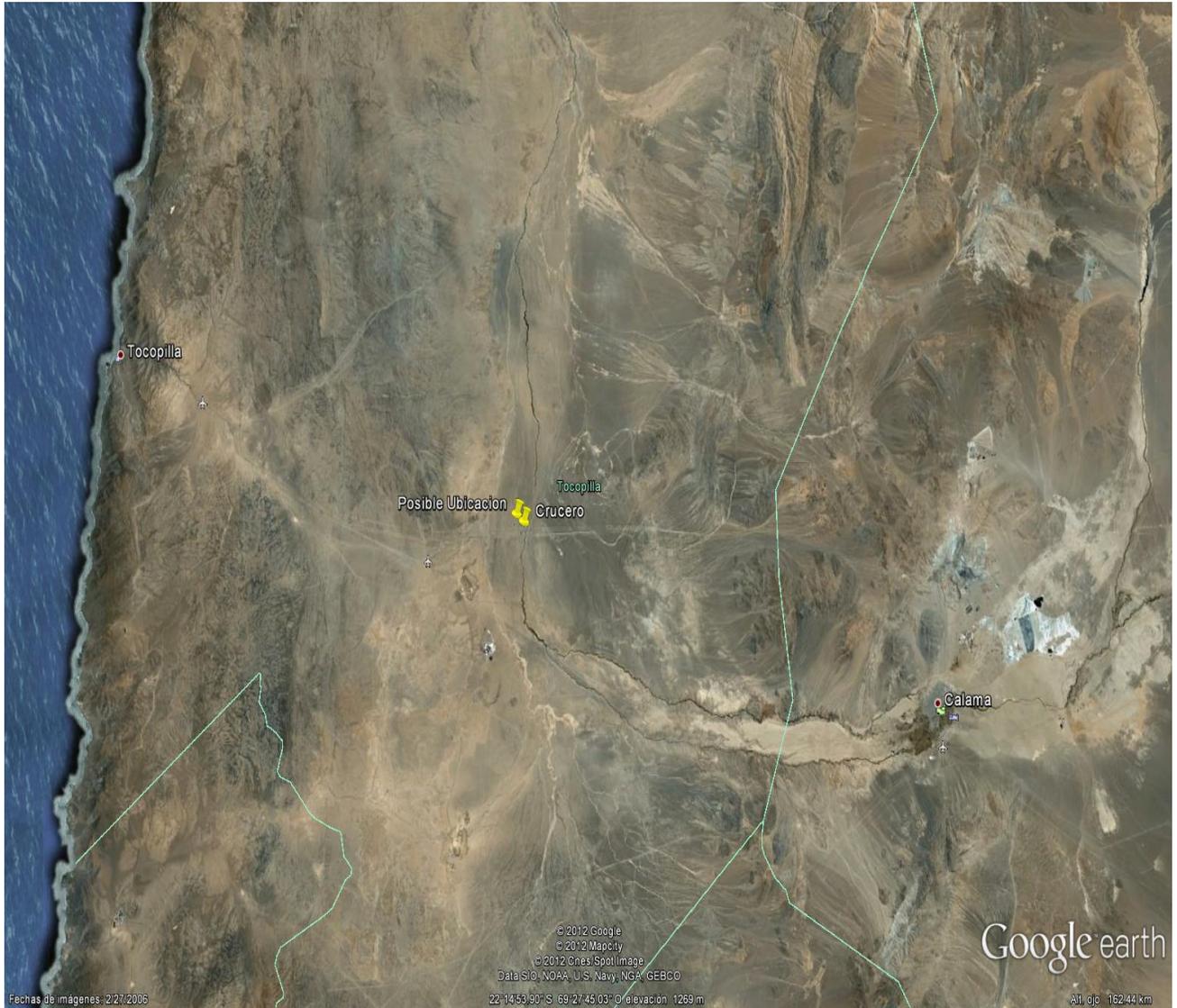


Figura 44: “Sitio Escogido” Fuente: Google Earth

El sitio escogido (Lat: 22,03°/Lon: 69,07°) se encuentra aproximadamente a 2 kilómetros de Crucero (lo que tendrá como consecuencia una línea de trasmisión de menor costo y menores perdidas por conceptos de transmisión eléctrica), a 68 de Calama, a 65 de Tocopilla y a 12 de la comuna de María Elena. En la siguiente figura se puede apreciar mejor el lugar y las cercanías de Crucero.



Figura 45: “Sitio Escogido y Cercanías” Fuente: Google Earth

5.2.1. Validación del Modelo

Para validar el modelo, se comparan los datos de radiación solar de la estación Crucero y los entregados por el programa.

Radiación Promedio	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Observada [kWh/día]	8,09	7,57	6,74	5,54	4,61	4,03	4,25	4,90	6,12	7,34	8,08	8,33
Modelada [kWh/día]	8,79	8,4	6,85	5,56	4,72	3,92	4,1	4,92	6,03	7,35	7,87	8,29
Error [%]	8,65	10,96	1,73	0,2	2,54	2,9	3,3	0,35	1,46	0,25	2,5	0,48

Tabla 9: “Radiación Solar Diaria Promedio”. Fuente: Elaboración propia

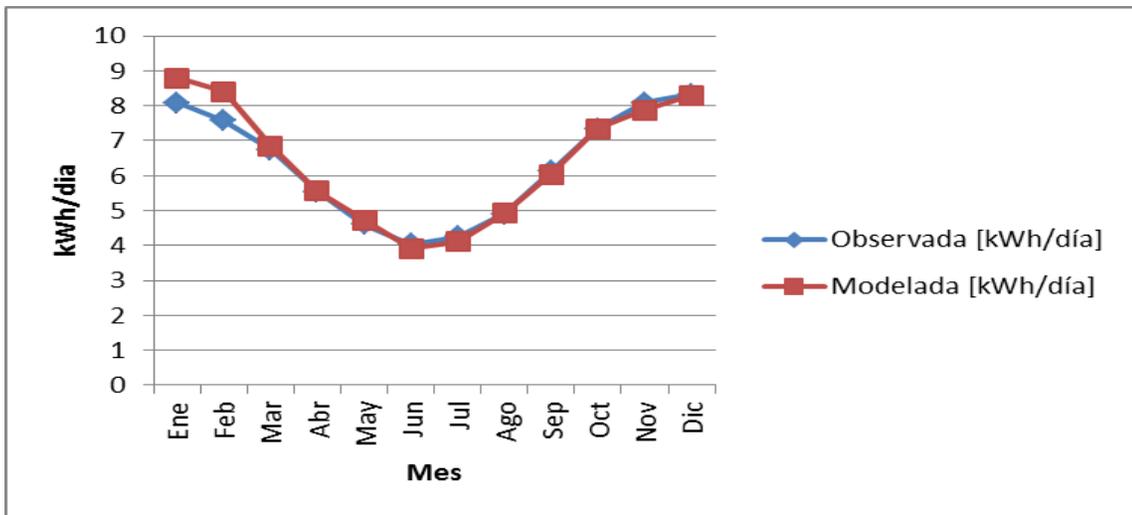


Figura 46: “Radiación Solar Modelada y Observada”. Fuente: Elaboración propia

En la tabla (y gráfico) anteriores se puede ver que el modelo astronómico ajusta muy bien. En efecto, sin contar los meses de enero y febrero, el error promedio es sólo del 1,5%. En cambio en los 2 primeros meses del año el error se acerca al 10%, esto principalmente por el llamado “invierno altiplánico” que reduce la radiación solar producto el aumento de nubosidad.

Cabe destacar que las mediciones (y los respectivos datos del modelo) no incluyen el seguimiento solar. Utilizando seguimiento solar, la energía solar disponible aumenta sobre un 55% del resultado anterior.

El modelo también nos permite obtener las curvas diarias de radiación solar por lo que se pueden verificar las diferencias entre el máximo y mínimo de radiación solar, que por supuesto ocurren en los días 21 de junio y 21 de diciembre (solsticio de invierno y de verano respectivamente). En verano, el promedio solar es mayor al igual que las horas totales de sol, pero utilizando seguimiento solar las diferencias no son tan grandes, con respecto al caso sin seguimiento en donde la diferencia máxima es casi del 100%.

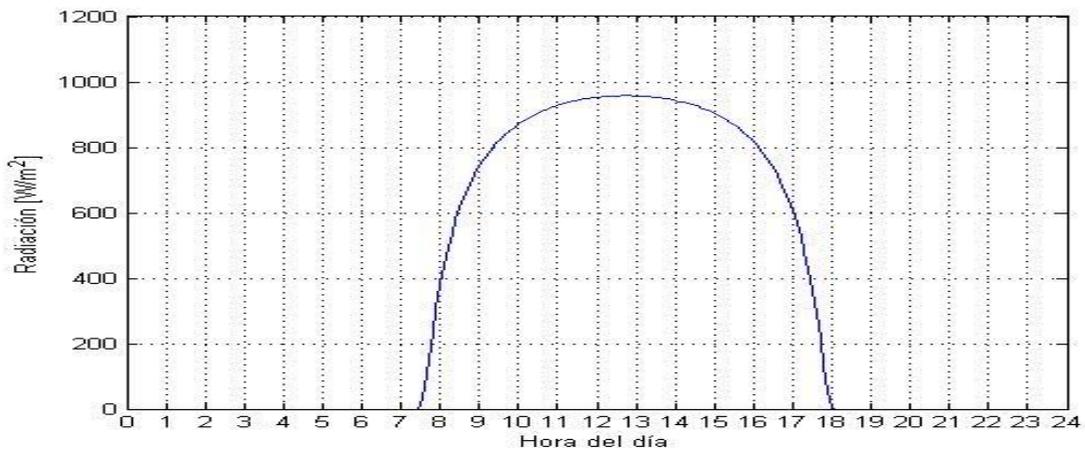


Figura 47: “Radiación Solar 21 de junio”. Fuente: Elaboración propia

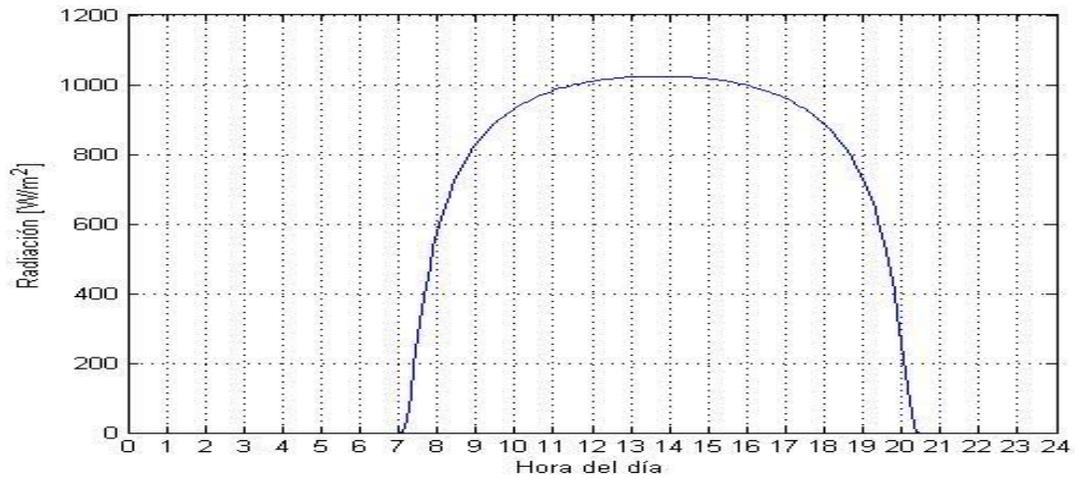


Figura 48: “Radiación Solar 21 de Diciembre”. Fuente: Elaboración propia

Finalmente, es importante destacar que el modelo de radiación solar será útil para estimar la generación eléctrica de cada planta, al otorgar una buena aproximación de la cantidad de radiación por día en el sitio escogido (ver capítulo 7).

CAPÍTULO 6

CAMBIO CLIMÁTICO

6.1. Calentamiento Global

El término calentamiento global hace referencia al aumento de la temperatura promedio de la atmósfera y los océanos desde el siglo XIX en adelante. En el último siglo, la temperatura media terrestre ha aumentado alrededor de 0,8 °C, en donde dos tercios de este aumento tuvieron lugar a partir del año 1980.

Durante las últimas décadas ha existido un fuerte debate sobre si el calentamiento global tiene una causa antropogénica o no, aunque actualmente más del 90% de la comunidad científica está convencida de que el aumento de las temperaturas se deben al aumento de las concentraciones de gases de efecto invernadero (GEI) producidas por la actividad humana como la quema de combustibles fósiles y la deforestación [30].

A continuación, se puede apreciar la anomalía promedio de la temperatura media del año 2000 al 2009, con respecto a la media 1951-1980 en diferentes zonas del planeta.

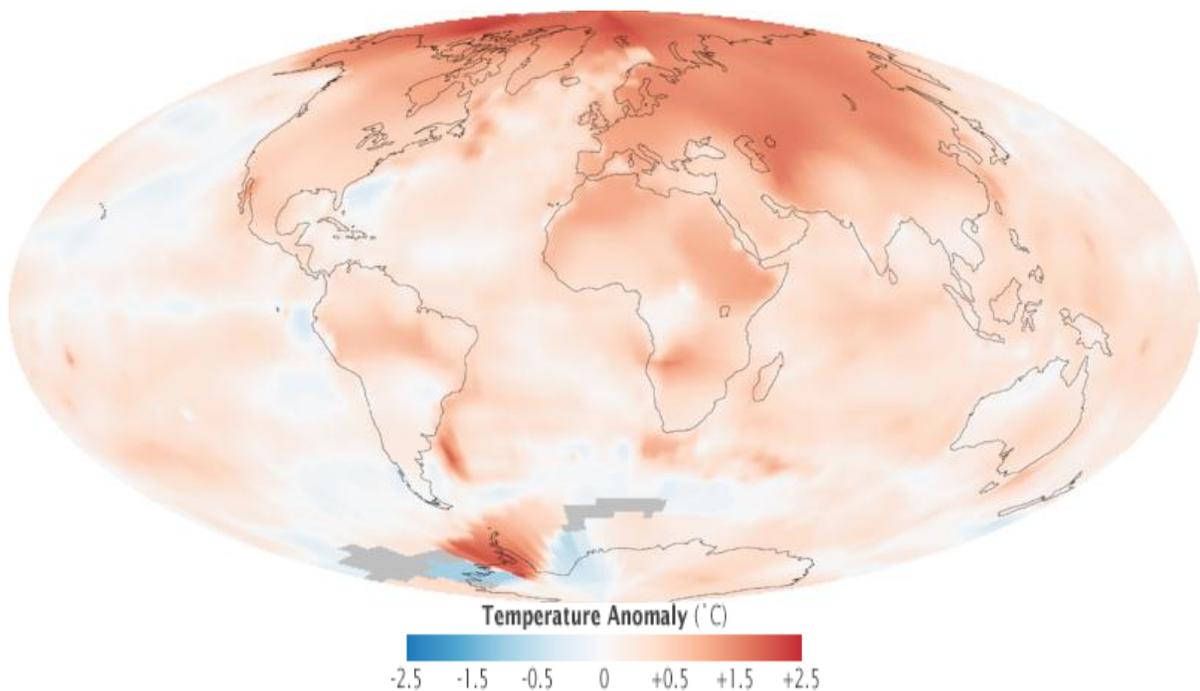


Figura 49: “Variación de la temperatura en la tierra”. Fuente: NASA

El efecto invernadero es un fenómeno por el cual determinados gases retienen parte de la energía que la superficie planetaria emite por haber sido calentada por la radiación estelar, provocando un aumento en la temperatura global.

Existen varios gases de efecto invernadero responsables del calentamiento global, y son emitidos de variadas formas producto de la actividad humana. La mayoría proceden de la

utilización de combustibles fósiles (automóviles, fábricas, producción de electricidad, etc.). Entre estos gases destacan; el vapor de agua (H_2O), el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4), los óxidos de nitrógeno (NO_x), el ozono (O_3) y los Clorofluorocarbonos de origen artificial.

El dióxido de carbono (CO_2) es considerado el mayor responsable del calentamiento global, a este lo sigue el metano liberado por los vertederos y la agricultura, el óxido nitroso de los fertilizantes, los gases utilizados en refrigeración y procesos industriales, y finalmente la deforestación ya que los árboles son grandes almacenadores de CO_2 .

Los diferentes gases de efecto invernadero tienen distintas capacidades de captura energética. Varios de los GEI son capaces de atrapar más calor que el propio CO_2 . Una molécula de metano produce más de 20 veces el calentamiento de una molécula de CO_2 . El óxido nitroso es 300 veces más potente que el CO_2 . Los clorofluorocarbonos (que también degradan la capa de ozono), tienen la capacidad de atrapar el calor potencial miles de veces mayor que el CO_2 . Pero debido a que sus concentraciones son mucho menores en la atmósfera, ninguno de estos gases provoca los mismos efectos que el CO_2 .

El principal problema del calentamiento global son sus potenciales consecuencias para el medio ambiente y, por consiguiente, para toda la vida del planeta. Diversas instituciones han investigado los posibles efectos de este fenómeno (desde Greenpeace hasta la IPCC¹³), teniendo como resultados más recurrentes las siguientes [31]:

- El derretimiento del hielo alrededor del mundo, especialmente en los polos incluyendo los glaciares montañosos, las láminas de hielo que cubren el oeste de la Antártida y Groenlandia y el hielo del mar Ártico.
- Aumento en el nivel del mar. Se espera que el nivel de los mares aumente entre 18 y 59 centímetros al final de este siglo y si los polos continúan derritiéndose, podrían aumentar entre 10 y 20 centímetros adicionales.
- Aumento en las precipitaciones medias (lluvia y nieve) en todo el planeta.
- Mayor probabilidad de que los huracanes y tormentas sean de mayor intensidad.
- Aumentará la frecuencia de las sequías e inundaciones.
- Habrá menos agua dulce disponible.
- Algunas enfermedades se extenderán, como la malaria llevada por los mosquitos.
- Los ecosistemas cambiarán, algunas especies se trasladarán y otras simplemente no podrán adaptarse y se extinguirán.

Nicholas Stern (ex economista en jefe y vice-presidente del Banco Mundial) en un polémico informe advirtió que el cambio climático podría afectar fuertemente al crecimiento mundial, reduciéndolo si no se toman las medidas adecuadas. Stern afirma que el 1% del PIB mundial debería invertirse con el fin de mitigar los efectos del cambio climático, y que el hecho de no hacerlo podría provocar una recesión de hasta el 20% del PIB mundial y que el cambio climático amenaza con provocar la mayor deficiencia de mercado jamás vista. Sólo para tener una idea, los gastos militares por año sobrepasan el 2,5% del PIB mundial.

¹³ IPCC: Panel Intergubernamental sobre el cambio Climático

Con respecto a nuestra región, un reciente estudio¹⁴ realizado por el Banco Interamericano del Desarrollo (BID), la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y el Fondo Mundial para la Naturaleza (WWF), América Latina y el Caribe sufrirán daños anuales del orden de US\$100.000 millones para el año 2050, debido a mermas en los rendimientos agrícolas, la desaparición de glaciares, inundaciones, sequías y otros eventos provocados por el calentamiento del planeta.

Asimismo, se estima que los países deberán realizar inversiones anuales adicionales de US\$110.000 millones a lo largo de las próximas cuatro décadas, para reducir las emisiones de carbono per cápita a niveles acordes con los objetivos de estabilización del clima mundial.

Lamentablemente muchos de los efectos del calentamiento global ya son irreversibles¹⁵, pero si no se toman las medidas necesarias, el posible daño será mucho peor. En este contexto, es que se crea el Protocolo de Kyoto (en sus distintas versiones), en donde muchas naciones se unen en pos de mitigar las posibles consecuencias del cambio climático.

6.2. Protocolo de Kyoto

El Protocolo de Kyoto es un protocolo de la CMNUCC (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático), y un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. La CMNUCC se establece en 1992 durante la Cumbre Mundial de Desarrollo Sostenible de Río de Janeiro. Los países que se han comprometido a poner límite a sus emisiones de GEI, hacen parte del grupo Anexo I (países industrializados). Los demás países no partícipes del Anexo I -conocidos como países No Anexo I (países en desarrollo, entre estos Chile [33])- solo deben informar sobre sus niveles de emisión y desarrollar programas para reducirlas. El Anexo II, relacionado con los países de la OCDE, todos los cuales se comprometen a dar ayuda financiera a los países en desarrollo para que puedan cumplir sus propias obligaciones, así como a promover la transferencia de tecnologías favorables al medio ambiente.

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 tres mecanismos de ayuda para que los países firmantes puedan alcanzar las metas de reducción de emisiones: comercio de emisiones, implementación conjunta y mecanismo de desarrollo limpio. Los dos primeros mecanismos indicados son utilizados entre países Anexo I, mientras que el tercer mecanismo permite realizar transacciones entre estos y los países No Anexo I. En la reciente cumbre de Doha (agosto, 2012), se aprobó extender las medidas del protocolo de Kyoto hasta el 2020.

En la siguiente figura se puede observar cual es el estado mundial del protocolo de Kyoto, ilustrando la posición de cada país con respecto a los acuerdos acordados.

¹⁴ <http://noticias.terra.cl/terra-verde/america-latina-y-el-caribe-sufren-por-calentamiento-global,14e5eb1338db7310VgnVCM5000009cccce0aRCRD.html>

¹⁵ <http://www.latercera.com/noticia/tendencias/2012/10/659-486189-9-estudio-arroja-categorico-resultado-el-calentamiento-global-ya-es-irreversible.shtml>

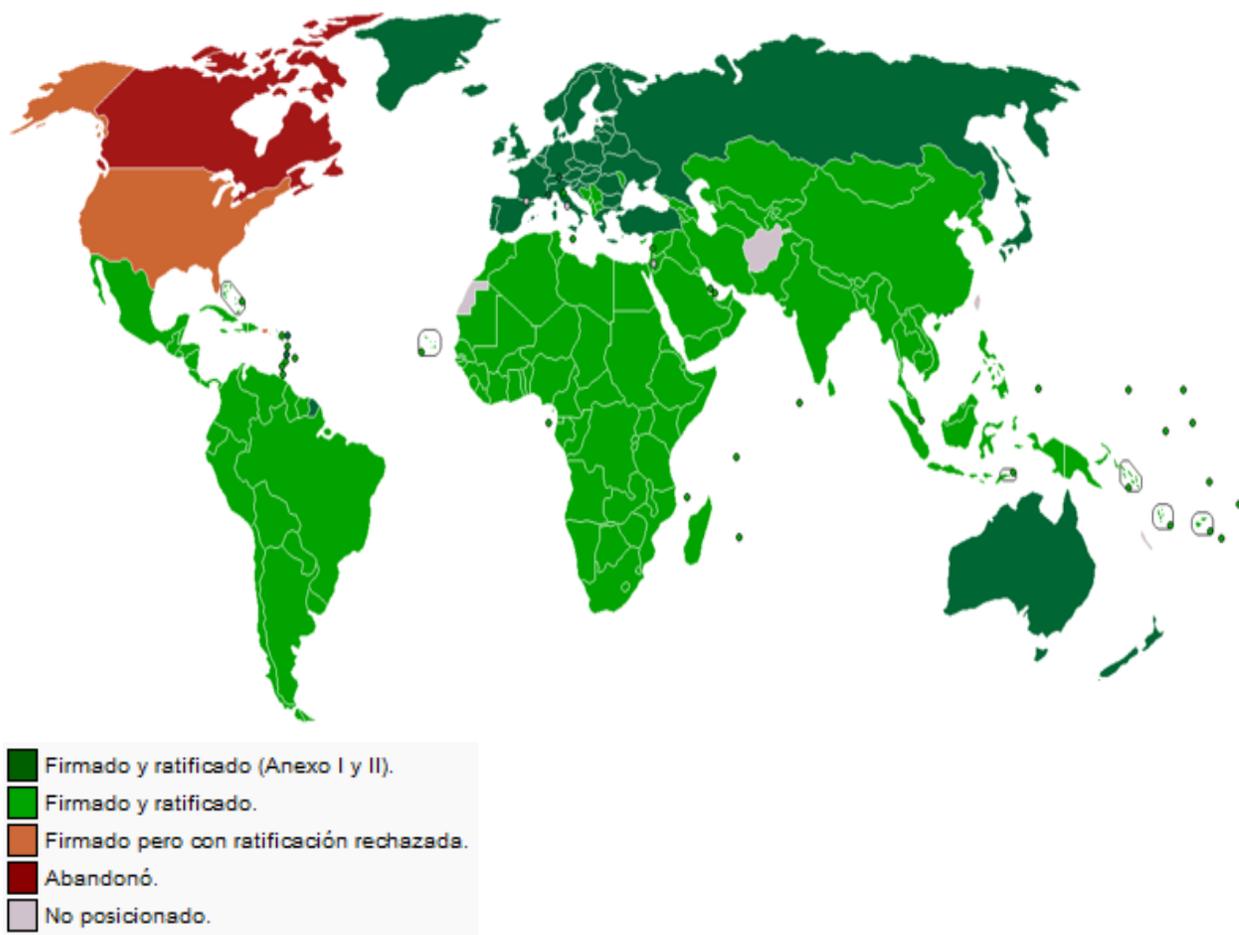


Figura 50: “Estado del Protocolo de Kyoto” (2011). Fuente: CMNUCC

Chile ratificó el protocolo en agosto del 2002, lo que le permite acceder a los mecanismos de desarrollo limpio (MDL), instrumentos que permiten a los países en desarrollo acceder a transferencias de tecnologías limpias para mitigar y adaptarse al cambio climático. Como se ha comentado, Chile pertenece a los países No Anexo I, por lo que no tiene que reducir sus emisiones físicas de CO_2 , de hecho, estas pueden aumentar hasta el año 2018 donde todos los países deben comenzar una fuerte reducción de sus emisiones (sin hacer diferencias entre desarrollados y no). El siguiente gráfico muestra esta situación, haciendo énfasis en los países pertenecientes al Anexo I y los que no pertenecen al mismo.

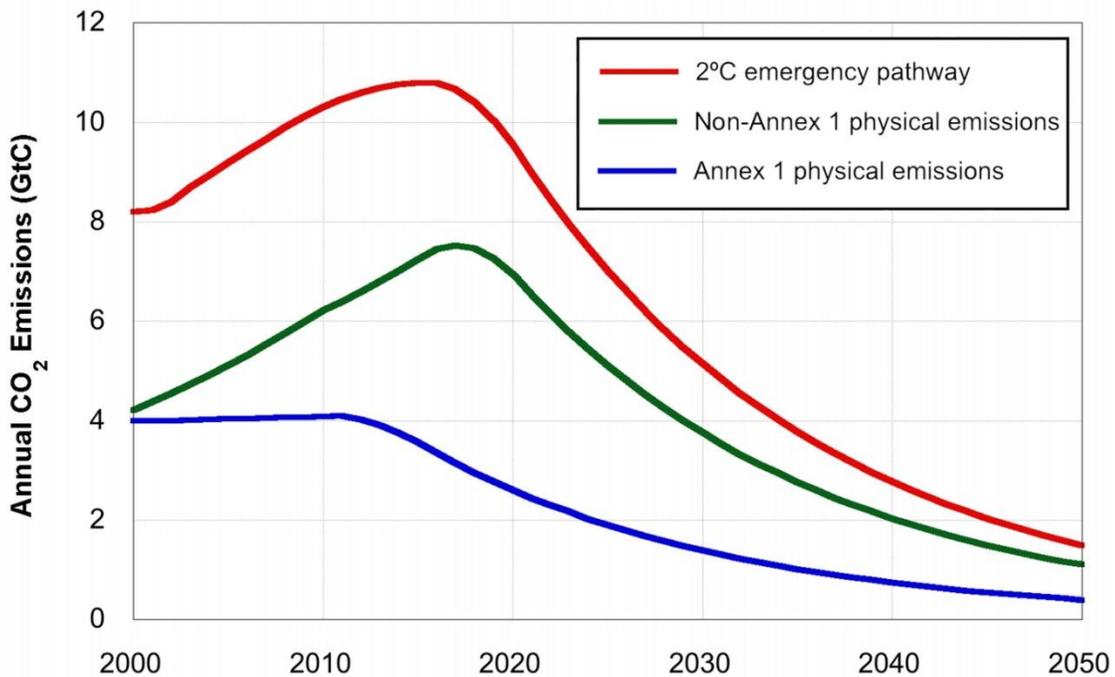


Figura 51: “Emisiones de CO₂ anuales según el protocolo de Kyoto”.
Fuente: Stockholm Environmental Institute (2008)

Estas políticas sobre emisiones a las que Chile está suscrito pueden ser un problema a futuro, en especial ahora que se es participe de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos), ya que no existen esfuerzos reales en implementar tecnologías limpias e incentivar la reducción de emisiones de GEI. Esto se puede ver en el siguiente gráfico (Figura 52) en donde se realiza una proyección de las emisiones de efecto invernadero hasta el 2030 divididas por la fuente de las mismas. Es fácil observar que las proyecciones muestran que no existe ninguna reducción a partir del 2018, es más, las emisiones crecen de manera acelerada hasta el 2030. La principal fuente de las emisiones en todo el periodo proyectado es el sector energético, por lo que los mayores esfuerzos deben realizarse en este sector, impulsando fuertemente las energías renovables e implementando tecnologías que reduzcan las emisiones de centrales contaminantes. De no realizar un fuerte cambio en las políticas energéticas del país no se podrán cumplir las metas antes explicadas lo que de alguna u otra forma conllevarán sanciones en contra de Chile.

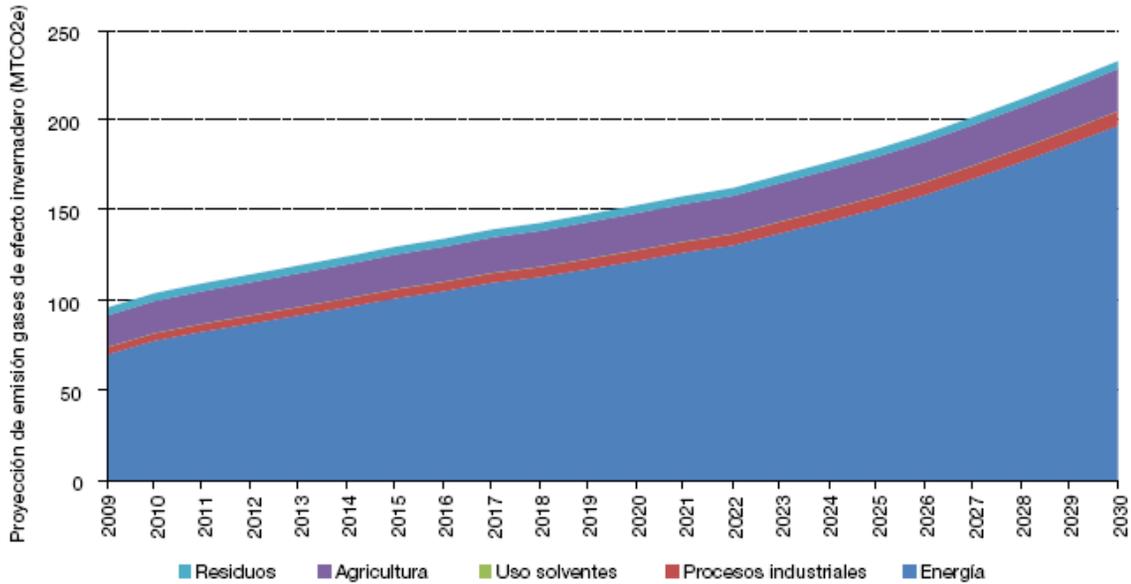


Figura 52: “Proyección de Emisiones de efecto invernadero”. Fuente: CEPAL (2009)

6.3. Bonos de Carbono

Una de las consecuencias directas del protocolo de Kyoto es la creación de un “mercado del Carbono”. El Mercado del Carbono es un sistema de comercio a través del cual los gobiernos, empresas o individuos, pueden vender o adquirir reducciones de gases efecto invernadero. Este mercado se basa principalmente en dos supuestos [33]:

- El efecto global de evitar emisiones de GEI es el mismo, independiente de la zona del planeta en que se efectúen. Esto permite las transacciones entre distintos países.
- No es tan importante si las emisiones se evitan hoy o en unos años. Esto debido principalmente al largo período de permanencia de los gases de efecto invernadero en la atmosfera.

En este mercado existen dos tipos de transacciones: transacciones basadas en proyectos y el comercio de derechos de emisión. En el primer caso, el comprador participa en la financiación del proyecto que reduce emisiones de GEI y a cambio obtiene certificados de reducción de emisiones. En el caso del comercio de derechos de emisión una autoridad central se establece un límite sobre la cantidad de gases contaminantes que pueden ser emitidos. Las empresas son obligadas a gestionar un número de bonos, que representan el derecho a emitir una cantidad determinada de residuos. Las compañías que necesiten aumentar las emisiones por encima de su límite deberán comprar créditos a otras compañías que contaminen por debajo del límite que marca el número de créditos que le ha sido concedido.

Las reducciones certificadas de emisiones son conocidas como CER (por su sigla en inglés Certified Emission Reductions) o también como Bonos de Carbono. El CER es la unidad que corresponde a una tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente (ver tabla 10). Los CER se generan en la etapa de ejecución del proyecto; y se extienden una vez acreditada dicha

reducción. Son créditos que se transan en el Mercado del Carbono. Existen muchas compañías que venden bonos de carbono a clientes comerciales o individuales quienes desean reducir su huella de carbono tanto por obligación como por propia voluntad.

Gases de Efecto Invernadero (GEI)	Equivalencia en CO₂
Dióxido de Carbono (CO₂)	1
Metano (CH₄)	21
Óxido Nitroso (N₂O)	310
Hidrofluorocarbonos (HFC)	740
Perfluorocarbonos (PFC)	1.300
Hexafluoruro de Azufre (SF₆)	23.900

Tabla 10: “Equivalencias entre GEI” [33]

Los tipos de proyecto que pueden generar bonos de carbono son: generación de energía renovable, mejoramiento de eficiencia energética de procesos, reforestación, limpieza de lagos y ríos, etc. Por esta razón, en el capítulo 8 se calculará la cantidad de bonos de carbonos generados en cada proyecto y se incluirán en las evaluaciones económicas.

CAPÍTULO 7

EVALUACIÓN ECONÓMICA

7.1. Dimensionamiento de las Centrales

A continuación se calcularán los tamaños de las distintas plantas para las potencias nominales definidas con anterioridad. El costo de la mayor parte de los componentes de las centrales son directamente proporcionales al área del campo de colectores, y esta se estimará utilizando la siguiente ecuación [34]:

$$A = \frac{kW_d * CF * 8760h}{\eta * I} \quad (7.1)$$

En donde:

A = Apertura (área de colectores) [m^2]

kW_d = Capacidad Nominal de generación [kW]

CF = Factor de Capacidad (Factor de planta)

η = Eficiencia anual de conversión de energía solar a eléctrica

I = Radiación solar anual [kWh/m^2]

Las potencias a evaluar para cada tecnología serán de 9 MW y 100 MW. Otro parámetro compartido es la radiación anual, que según el modelo construido en el capítulo 5, es de $3.545 kWh/m^2/año$, aunque, al considerar los efectos del “invierno altiplánico”, se utilizará un valor de $3.300 kWh/m^2/año$. En el caso de los factores de capacidad (factor de planta), se utilizarán los correspondientes a las centrales actuales, considerando 9 horas de almacenamiento para los concentradores cilindro-parabólicos y 15 para las torres solares (dado que son los máximos almacenamientos probados técnicamente). La eficiencia de conversión de energía corresponderá a un promedio entre las centrales de última generación de cada tecnología.

Para los concentradores centrales de torre se utilizó un factor de planta del 75% (como el de Gemasolar) y una eficiencia energética del 20%, mientras que para los concentradores cilindro-parabólicos, se utilizó un factor de planta de 56% y una eficiencia del 15% [18] [28].

Con estos datos y la ecuación 7.1 se obtienen el área de los colectores de ambas tecnologías en sus dos configuraciones:

Capacidad Nominal	9 MW	100 MW	
Área m^2	89.591	995.455	Torre Solar
	89.193	991.030	Cilindro-Parabólico

Tabla 11: “Área total de colectores por central”. Fuente: Elaboración propia

Se puede verificar que los valores son semejantes a experiencias similares alrededor del mundo [18], aunque utilizando un área menor, lo que se debe principalmente a la mayor radiación debido al lugar escogido. Además, se puede apreciar que el área necesaria para cada tecnología es bastante parecida; esto se debe a que la de torre es un poco más eficiente pero también tiene más horas de almacenamiento, lo que hace que los valores sean prácticamente iguales.

Ahora bien, es posible calcular el número de helióstatos y colectores cilindro-parabólicos. En promedio, un helióstato de vidrio/metal es de $120 m^2$, mientras que los colectores parabólicos son de $815 m^2$ (que corresponden a 12 módulos individuales). La información del número de colectores totales se resume en la siguiente tabla:

Capacidad Nominal	9 MW	100 MW	
Número Helióstatos	747	8296	Torre Solar
Número Colectores Parabólicos	110	1216	Cilindro-Parabólico

Tabla 12: “Número total de colectores por central”. Fuente: Elaboración propia

7.2. Generación de energía eléctrica

A continuación se procede a calcular la cantidad de horas que las centrales funcionaran a carga completa (FLH). Para esto se utilizará la siguiente expresión [35]:

$$Flh = (2.5717 * DNI - 694) * (-0.0371 * SM^2 + 0.4171 * SM - 0.0744) \quad (7.2)$$

En donde SM es el múltiplo solar (Solar Múltiple), el que hace referencia al almacenamiento térmico, teniendo presente que $SM = 1$ implica sin almacenamiento y, por ejemplo, $SM = 2$, corresponde a 6 horas. Para el almacenaje escogido también está tabulado el SM, los que son 2,5 y 3 para la central cilindro parabólica y de torre, respectivamente. DNI corresponde a la Irradiancia directa normal.

Con esta ecuación, más los valores de radiación solar promedio mensual, entregados por el modelo, se puede estimar la generación de energía para posteriormente, utilizando el precio nudo de la estación Crucero, calcular los ingresos por venta de energía.

En los siguientes gráficos se puede apreciar la generación de las plantas de colectores cilindro-parabólicos de 9 y 100 MW:

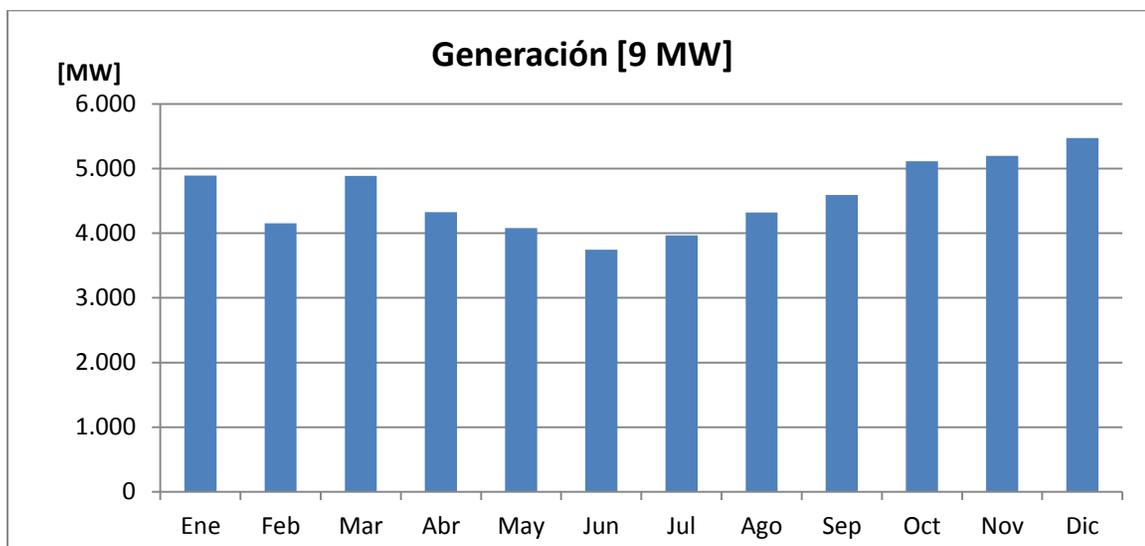


Figura 53: “Generación anual Central Cilindro-Parabólica 9 MW”.
Fuente: Elaboración propia

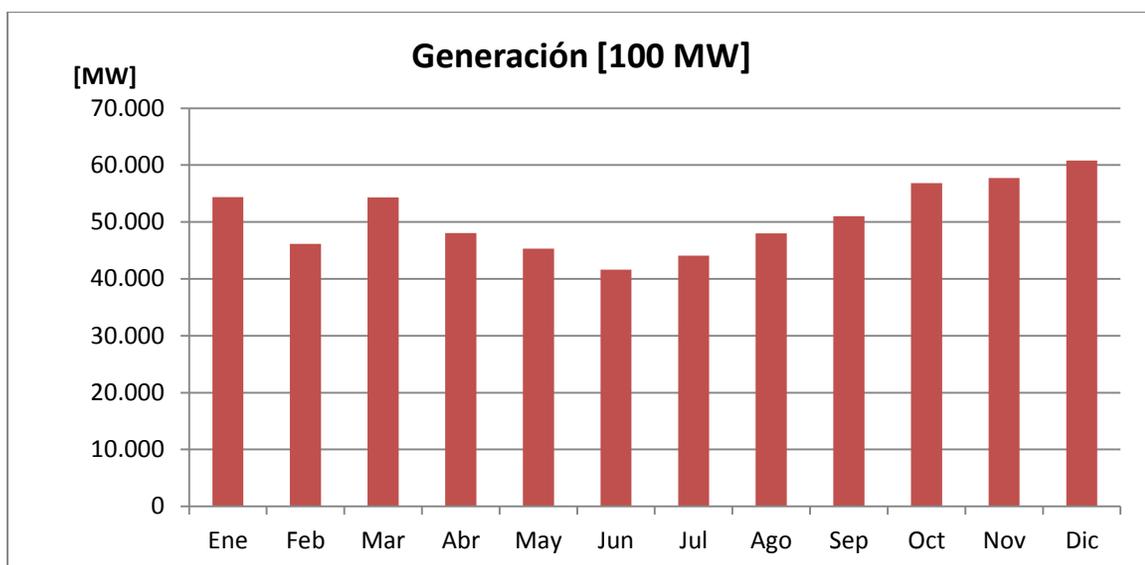


Figura 54: “Generación anual Central Cilindro-Parabólica 100 MW”.
Fuente: Elaboración propia

Cabe destacar que los meses de enero y febrero se realizó una re-calibración para considerar los efectos del invierno altiplánico. Además, es interesante notar que para la planta de 9 MW, la generación máxima es en diciembre con 5,4 GW. Mientras que en el mes de junio se encuentra la generación mínima con 3,7 GW. Asimismo, la producción anual alcanza los 54,7 GW. En el caso de la planta de 100 MW nominales, los máximos y mínimos se dan en los mismos meses, siendo de 60,8 GW y 41,6 GW respectivamente, con una producción anual de 608,3 GW. Con respecto a la operación efectiva, en el mes de junio (invierno) se tienen 13,9 horas diarias mientras que en diciembre (verano) se alcanzan las 19,6 horas de operación continuada.

En los siguientes gráficos se puede apreciar la generación de las centrales de concentración central de 9 y 100 MW:

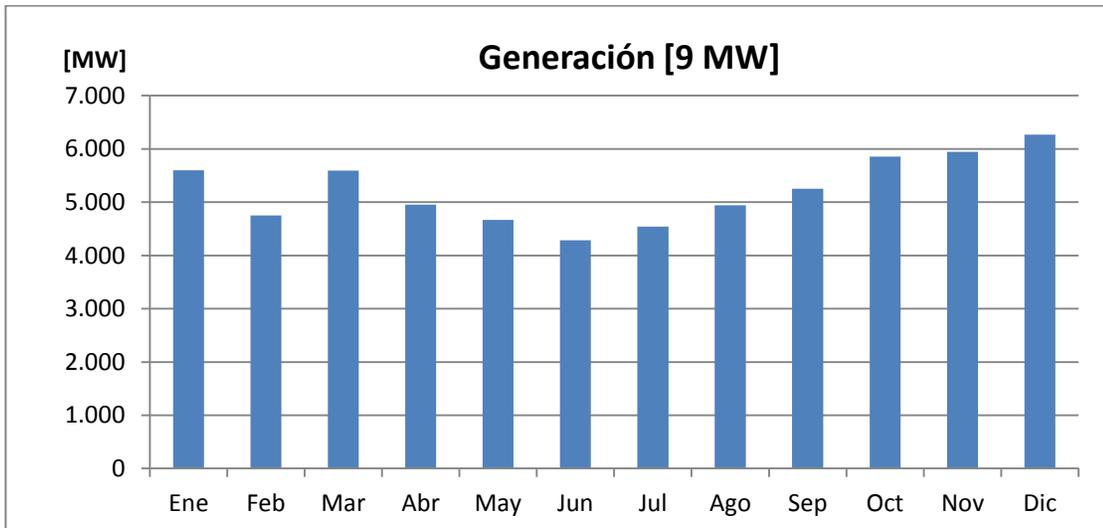


Figura 55: “Generación anual Central de Torre 9 MW”.
Fuente: Elaboración propia

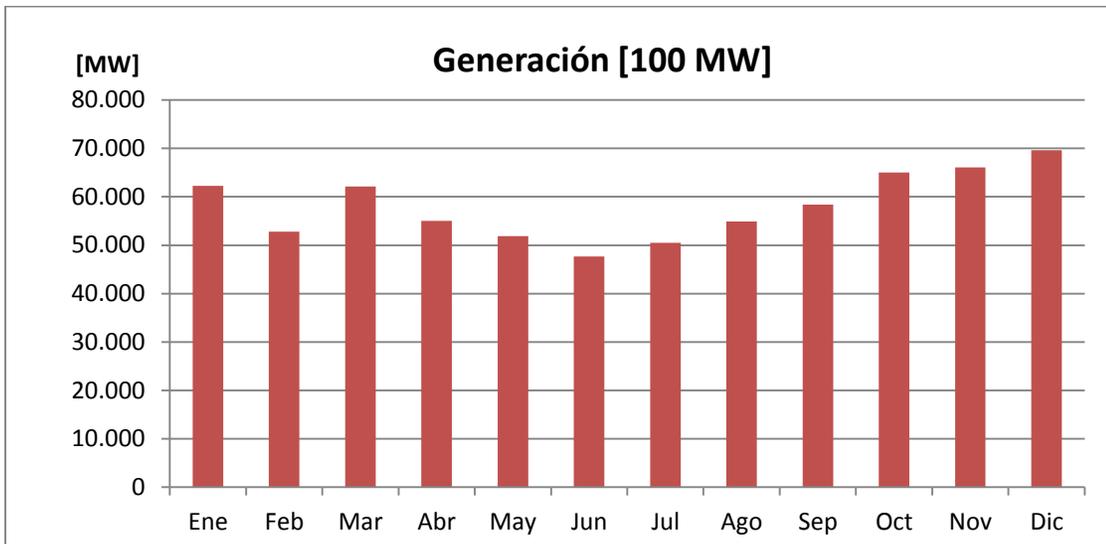


Figura 56: “Generación anual Central de Torre 100 MW”.
Fuente: Elaboración propia

Con respecto a las centrales de torre, se puede verificar que su generación es considerablemente mayor, pero esto no sólo es por un tema de eficiencia, sino principalmente por las 15 horas de almacenamiento energético, debido al diseño previamente escogido (lo que tendrá también una fuerte repercusión en los costos de las plantas).

En el caso de potencia nominal de 9 MW, la máxima producción es de 6,2 GW (diciembre) mientras que el mínimo es del orden de 4,2 GW (junio), con una producción anual de 62,6 GW. Para la central de 100 MW, las producciones máximas y mínimas son; 69,6 GW y 47,6 GW respectivamente y la producción anual es de 696,2 GW. Gracias al mayor almacenamiento, las operaciones efectivas son de 22,5 horas en verano y 15,9 horas en invierno.

Con la energía generada por las centrales se puede calcular el factor de planta real para cada tecnología, utilizando la siguiente expresión:

$$F_{pr} = \frac{E_r}{E_{maxteorica}} \quad (7.3)$$

En donde:

F_{pr} = Factor de planta real

E_r = Energía total producida en un año

$E_{maxteorica}$ = Energía máxima teórica posible de producir por una central en un año

La energía máxima teórica se basa en la simple idea de que una central produce energía a capacidad total durante las 24 horas, los 365 días del año ($24 \cdot 365 \cdot \text{Potencia Nominal}$). Utilizando la ecuación 7.3, se obtiene un factor de planta real de 69,3% para los colectores cilindro-parabólicos y de 79,4% para la central de torre (los factores anteriores consideran los periodos de mantenimiento requeridos por cada central). Estos valores son concordantes con experiencias internacionales [18], aunque algo mayores, lo que es explicado por la mayor radiación y horas de sol típicas del desierto de Atacama (en comparación al sur de España y de Estados Unidos).

7.3. Estimación de Ingresos

Los ingresos de las centrales provendrán de tres fuentes distintas: la venta de energía, de potencia y de bonos de carbono.

7.3.1. Venta de Energía

Dada las características de las centrales, la generación de electricidad será valorada en función del precio de nudo, que es definido por la CNE como el promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento. En la siguiente figura se muestra la variación del precio nudo para el SING (subestación Crucero) desde abril de 1991 hasta noviembre del 2012.

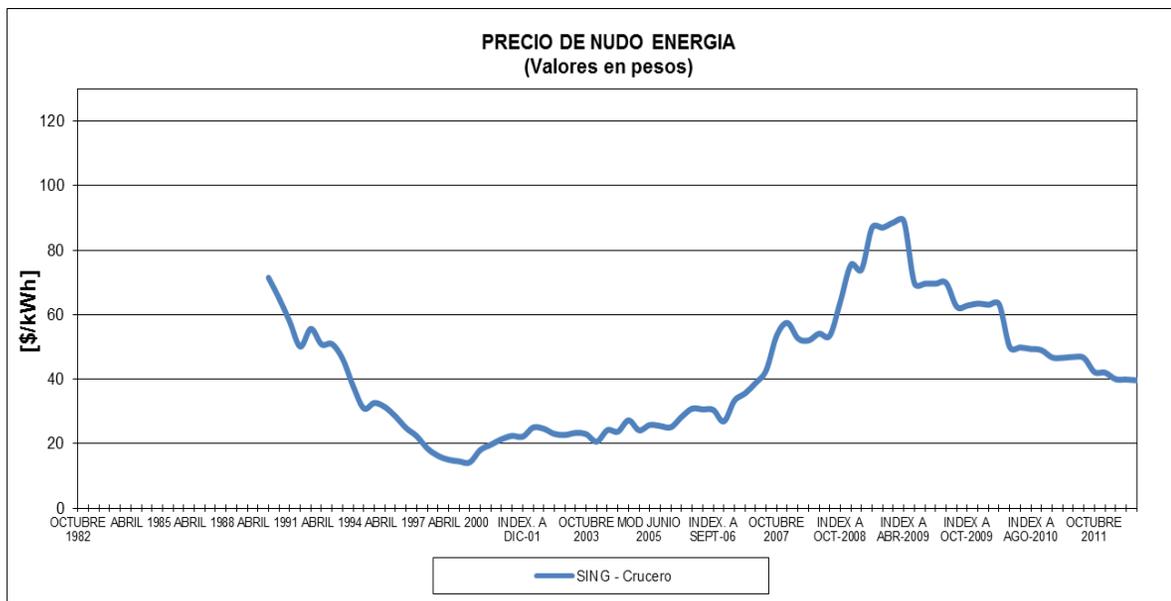


Figura 57: “Precio de Nudo, SING-Crucero”. Fuente: CNE

Como se puede ver, el precio ha variado considerablemente en los últimos años, con una tendencia a la baja desde el 2009. Para la posterior evaluación económica se necesitará el precio nudo de los próximos 20 años. Proyectar el precio nudo es un problema no menor ya que este se ve afectado por muchos factores externos muy difíciles de predecir. Un ejemplo de esto fue la crisis del gas argentino (2004 a 2009) que explica de buena forma el aumento del precio de la energía. Como el sistema energético chileno es marginalista (capítulo 2) y gran parte de la matriz energética se compone de plantas de carbón y diesel, estos combustibles son responsables de gran parte de la variación del valor de la energía. Al estudiar las proyecciones de los precios del carbón y el diesel estos tienen a subir levemente en los próximos 20 años [36]. Por esta razón, en la evaluación en curso se tomará como referencia el valor de nudo de noviembre del 2012 (40 CLP/kWh) y se considerará un aumento anual del 2%, lo que es una estimación conservadora, dado que existe posibilidad bastante considerable de que los costos marginales aumentaran (más allá del 2%) debido a la escasez de algunos combustibles fósiles o la aplicación de posibles impuestos específicos.

7.3.2. Venta de Potencia

Además del pago por generación existe el pago por “potencia firme” en donde se paga cierta cantidad mensual por cada kW de potencia reconocida. Para estimar la potencia firme se utiliza la siguiente ecuación:

$$P_{firme} = P_n * F_{pr} * F_D \quad (7.4)$$

En donde:

P_n = Potencia nominal de la central

F_{pr} = Factor de planta real

F_D = Factor de demanda del sistema $\left(\frac{\text{Demanda Maxima}}{\text{Capacidad Instalada}}\right)$

Según el CDEC-SING la demanda máxima del 2011 fue de 2.002 MW mientras que la capacidad instalada es de 4.581 MW, por lo que el factor de demanda del sistema es de 0,437.

Capacidad Nominal	9 MW	100 MW	
Potencia Firme [MWh]	3,12	34,69	Torre Solar
	2,72	30,28	Cilindro-Parabólico

Tabla 13: “Potencia firme por central”. Fuente: Elaboración propia

En la siguiente figura se muestra la variación del precio por potencia firme para el SING (subestación Crucero) desde abril de 1991 hasta noviembre del 2012.



Figura 58: “Precio potencia, SING-Crucero”. Fuente: CNE

Con el fin de simplificar los cálculos, se utilizará el valor de 4.000 CLP/kWh/mes y se mantendrá el valor de potencia firme como constante para el período de evaluación.

7.3.3. Bonos de Carbono

La actividad de las centrales termosolares reducen las emisiones de CO_2 , debido a la sustitución de generación de potencia producida por las centrales existentes conectadas a la red y por aquellas que se puedan conectar a futuro. Esta reducción se puede estimar a través de la siguiente expresión (la siguiente metodología para el cálculo de emisiones se desprende directamente del protocolo de Kyoto) [37]:

$$ER_n = BE_n - PE_n - L_n \quad (7.5)$$

En donde:

ER_n = Reducción de emisiones debidas al proyecto durante el año n en toneladas de CO_2

BE_n = Diferencia entre la reducción de emisiones en el año n con respecto al caso base en toneladas de CO_2

PE_n = Emisiones del proyecto en el año n en toneladas de CO_2

L_n = Emisiones generadas por la actividad anexa al proyecto en el año n en toneladas de CO_2

En el caso de tecnologías termosolares, el termino PE se considera nulo, ya que no existen emisiones de CO_2 , mientras que el termino L se puede despreciar para evaluaciones primarias. De esta forma se puede reescribir la ecuación 7.5:

$$ER_n = BE_n \quad (7.6)$$

Por consiguiente solo se debe determinar el valor de BE_n , el que puede ser estimado con la siguiente expresión:

$$BE_n = EF_n * G_n \quad (7.7)$$

En donde:

EF_n = Factor de emisiones en el año n del caso base en toneladas de CO_2 /MWh

G_n = Generación eléctrica en el año n del proyecto en MWh

Para determinar el factor de emisiones del sistema (EF_n), es necesario considerar dos factores distintos de emisión: el factor operacional de emisiones y el factor de emisiones en construcción. Ambos factores tienen distintas ponderaciones según el proyecto escogido, siendo normalmente la siguiente para proyectos solares:

$$EF_n = 0,75 * OM + 0,25 * BM \quad (7.8)$$

En donde:

OM = Factor operacional de emisiones

BM = factor de emisiones en construcción

El factor operacional de emisiones se determina ponderando el factor de emisiones de cada central por la energía generada. Para esto se estimarán las emisiones de cada central a partir de su energético primario. En la siguiente tabla se aprecian las emisiones equivalentes de los combustibles más utilizados en el SING.

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

Tabla 14: “Emisiones equivalentes de combustibles” [33]

La tabla 15 muestra la participación de cada combustible en la generación eléctrica del SING para el año 2012. Es interesante notar como los combustibles fósiles superan el 99% de la generación.

Tipo de Central	Participación
Carbón	82,9%
Gas	14,1%
Diesel	1,6%
Hidro	0,4%

Tabla 15: “Tipo de tecnología y participación en el SING” [38]

Utilizando los datos de las tablas 14 y 15 se puede estimar el índice de emisiones operativas (OM):

	Participación	Ton CO ₂ /MWh por tecnología	Factor de emisión de operación
Carbón	82,9%	0,974	0,807
Gas	14,1%	0,469	0,066
Diesel	1,6%	0,726	0,011
Hidro	0,4%	0	
Total	100%		0,885
Índice (OM) Ton CO₂/MWh			0,885

Tabla 16: “Cálculo de factor de emisión de operación”. Fuente: Elaboración propia

El factor de emisiones en construcción (BM) se determina considerando las últimas 5 centrales conectadas al sistema. La tabla 17 muestra la generación eléctrica de las centrales que se han conectado al SING de forma más reciente.

Central	Año Conexión	Potencia Bruta [MW]	Combustible	Energía Generada [GWh]
Enor	2007	10,86	Diesel	7,12
Inacal	2009	6,8	Diesel	7,35
Angamos	2010	544,9	Carbón	2865,23
Andina	2010	168,8	Carbón	1161,35
Hornitos	2011	170,1	Carbón	954,92
Total				4995,97

Tabla 17: “Generación de centrales más recientes en SING”, 2012 [38]

En la siguiente tabla se realiza el cálculo del factor de emisión de construcción, debido a la preponderancia de las centrales de carbón en los últimos años, el factor de emisión será cercano al factor de emisión de las centrales a carbón.

Tipo de Central	Porcentaje de energía generada	Emisiones Ton CO_2 /MWh	Factor de emisión de construcción
Carbón	99,7%	0,974	0,971
Gas	0	0,469	0
Diesel	0,3%	0,726	0,0022
Total	100%		
Índice (BM) Ton CO_2 /MWh			0,973

Tabla 18: “Cálculo de factor de emisión de operación”. Fuente: Elaboración propia

Luego el índice de emisiones ponderadas será el siguiente:

$$EF_n = 0,75 * OM + 0,25 * BM = 0,907 \quad (7.9)$$

Es decir, por cada MWh producido con las centrales termosolares existirá una reducción de 0,97 toneladas de CO_2 . Esto mismo se puede apreciar en la modificación de la expresión 7.6:

$$ER_n = 0,907 * G_n \quad (7.10)$$

El resultado de ER_n indicará el número de “bonos de carbono” que se podrán comercializar cada año. En la siguiente tabla se puede observar la cantidad de toneladas de CO_2 que serán reducidas por cada central.

Capacidad Nominal	9 MW	100 MW	
Reducción de CO_2 [Ton/Año]	56.839	631.543	Torre Solar
	49.657	551.739	Cilindro-Parabólico

Tabla 19: “Reducciones de CO_2 por central”. Fuente: Elaboración propia

Como se comentó en el capítulo 6, un bono de carbono corresponde a la reducción de una tonelada de dióxido de carbono, y estos son transados en el mercado del carbono, por lo que el mercado es quien asigna el precio en base de la oferta y la demanda. Dada la reciente crisis que sufre la Unión Europea (quienes son los mayores compradores de bonos de carbono), existe una sobreoferta de los mismos y por ende el precio ha caído dramáticamente en los últimos meses, llegando a su mínimo histórico en enero del 2012 con un precio de 3,28 euros, para luego subir un poco y estabilizarse alrededor de los 4 euros. Se prevé que los precios irán aumentando paulatinamente hasta llegar a los 10 euros en 2020¹⁶. Esta misma proyección de precios (que es bastante conservadora) será utilizada en esta memoria para calcular los ingresos por ventas de

¹⁶ <http://diario.latercera.com/2012/03/26/01/contenido/negocios/10-104705-9-precio-de-bonos-de-carbono-baja-80-por--crisis-europea-y-sobreoferta-de.shtml>

bonos de carbono. Además será necesario añadir los costos por conceptos de certificación y control de la generación.

7.4. Estimación de Costos

Como se ha comentado con anterioridad, los principales costos de las tecnologías termosolares son los costos de instalación, ya que en funcionamiento, los costos de operación y mantenimiento son bastante bajos al igual que la cantidad de gente necesaria en cada central.

Los principales costos de inversión para cada tecnología pueden ser divididos de la siguiente forma:

- Costo campo Solar
- Costo fluido Térmico
- Costo de bloque de potencia
- Costo de BOP (“Balance of the plant”)
- Costo de almacenamiento térmico
- Costo de línea de interconexión al sistema
- Costo de terreno (y trabajos necesarios)
- Costo de contingencia

Es necesario recordar, que para cada tecnología estos costos pueden variar notablemente. Un solo ejemplo: el hecho de utilizar distintos fluidos térmicos y sistemas de almacenamiento. Algo a destacar es que a pesar de la gran inversión inicial estas tecnologías en general no necesitan de reinversión durante su vida útil (al menos que se quiera en aumentar de tamaño la planta)

Para la mayoría de los costos se obtuvo la información de los principales proveedores de tecnologías solares, como por ejemplo; Abengoa Solar, Sener Group, Acciona, Siemens, NextEra, BrightSource, eSolar, SolarReserve, etc. Para otros costos (en especial los relacionados a precios futuros) se utilizó la literatura especializada en el tema.

7.4.1. Campo Solar

Como se comentó anteriormente, el campo solar corresponde a todas las estructuras encargadas de concentrar los rayos solares y dirigirlos a los receptores (para luego a través del bloque de potencia, generar la electricidad requerida).

En el caso de la tecnología cilindro-parabólica se debe considerar los costos de: estructura de soporte, tubos receptores, reflectores parabólicos, sistema de seguimiento solar y tuberías. Para la tecnología de torre, se consideran los costos de: estructura de soporte para helióstatos vidrio/metal, espejos reflectantes, sistema de seguimiento, tubería y la torre receptora. Los costos del campo solar para la tecnología de torre terminando siendo mayores, debido a la torre misma, ya que las demás estructuras son más económicas principalmente porque los helióstatos son menos costosos que los espejos cilíndricos (para mayor información de cada ítem revisar el capítulo 4).

Al agregar los costos de cada ítem, por tecnología y tamaño se obtiene la siguiente tabla:

Capacidad Nominal	9 MW	100 MW	
Costo Campo Solar [MUS\$ ¹⁷]	46.639	486.206	Torre Solar
	28.685	294.829	Cilindro-Parabólico

Tabla 20: “Costo Campo Solar por Central” [28]

7.4.2. Costo Fluido Térmico

El fluido térmico es parte fundamental para las tecnologías termosolares, ya que este es el que absorbe el calor, produce el vapor (a través de intercambiadores de calor) y también tiene funciones de almacenamiento térmico.

Para la tecnología de torre se utiliza usualmente la llamada “Sal Solar” o sales fundidas (60% nitrato de sodio y 40% nitrato de potasio), mientras que para la cilindro-parabólica se usa el aceite sintético. Para efectos de esta evaluación y en concordancia con la obtención de las horas de almacenamiento previstas, se utilizarán sales fundidas para ambas plantas, lo que concuerda con las nuevas plantas parabólicas que optan por mayor cantidad de horas de almacenamiento térmico. Los costos de las sales no son particularmente elevados ya que son utilizados usualmente en la industria, por lo que se pueden conseguir a través de distintos proveedores. Debido a la diferencia de temperaturas que alcanzan ambas tecnologías y sus tamaños, los costos por conceptos de fluidos térmicos serán distintos y quedan reflejados en la tabla 21.

Capacidad Nominal	9 MW	100 MW	
Costo Fluido Térmico [MUS\$]	8.688	58.197	Torre Solar
	8.555	86.092	Cilindro-Parabólico

Tabla 21: “Costo Fluido Térmico por Central”. Fuente [39]

7.4.3. Costo bloque de potencia

El bloque de potencia es bastante similar para cada tecnología, existiendo pequeñas diferencias debido a las distintas temperaturas de operación (necesidad de pre-calentadores) y por tamaños de planta. Estos bloques se componen principalmente de los siguientes ítems: intercambiador de calor, generador de vapor, turbina de vapor, sistema de condensación (por aire), tuberías, generador eléctrico y transformadores.

En la siguiente tabla se aprecian los costos del bloque de potencia de las centrales de torre y cilindro-parabólicas.

¹⁷ MUS\$ = Miles de Dólares

Capacidad Nominal	9 MW	100 MW	
Costo Bloque de Potencia [MUS\$]	14.040	120.000	Torre Solar
	9.244	97.737	Cilindro-Parabólico

Tabla 22: “Costo Bloque de Potencia por Central” [39]

7.4.4. Costo de BOP

La sigla BOP, corresponde a la voz inglesa “Balance of the plant”, la que hace referencia a todos los sistemas auxiliares que son parte de una planta termosolar de potencia y son esenciales para su correcto funcionamiento, pero sin considerar el campo solar, el sistema de transferencia de calor, el ciclo agua-vapor, tren de potencia o sistemas eléctricos. Por lo tanto, BOP consiste en un número heterogéneo de sistemas que asisten a los principales, entre los que se pueden destacar: tratamientos de agua, sistemas de refrigeración, estación de aire comprimido, equipos de muestreo, sistemas de lucha contra el fuego, bombas, etc.

Para las centrales estudiadas, los costos por concepto de BOP quedan expresados en la siguiente tabla:

Capacidad Nominal	9 MW	100 MW	
Costo de BOP [MUS\$]	3.150	35.000	Torre Solar
	4.979	40.394	Cilindro-Parabólico

Tabla 23: “Costo de BOP por Central”. Fuente [40]

7.4.5. Costo de almacenamiento térmico

El sistema de almacenamiento térmico para ambas centrales será el directo, de dos tanques (ver capítulo 3), por lo que existirán costos por conceptos de bombas de HTF (fluido térmico), intercambiadores de calor y tanques de almacenamiento.

Como ya se ha comentado, el costo por almacenamiento térmico es mayor en las centrales cilindro-parabólicas, pero como en el caso estudiado se tiene un mayor almacenamiento para la tecnología de torre, los costos de esta serán mayores.

Los costos por almacenamiento térmico son detallados en la siguiente tabla para cada central a evaluar:

Capacidad Nominal	9 MW	100 MW	
Costo Almacenamiento Térmico [MUS\$]	7.200	75.840	Torre Solar
	12.083	112.351	Cilindro-Parabólico

Tabla 24: “Costo Almacenamiento Térmico por Central” [20]

7.4.6. Costo de línea de interconexión

Debido a la ubicación escogida, se hace necesaria la construcción de una línea de alta tensión para transmitir la electricidad generada desde las centrales hasta la subestación de Crucero. La distancia entre las centrales y crucero es alrededor de 2 km, por lo que se construirá una línea de transmisión avaluada en 400.000 dólares [41]. Este valor será usado para todas las evaluaciones. Se consideran 0 el costo de servidumbre, ya que el terreno por el que pasaría la línea es público y no tiene un costo de oportunidad considerable.

7.4.7. Costo terreno

El costo del terreno está dividido en dos costos distintos, el costo por el terreno a utilizar y los costos de “mejora” del mismo, estos se refieren a todas las obras necesarias para la instalación de los distintos componentes de las centrales, es decir, costo de limpieza, distintas fundaciones y la preparación del terreno para implementar las cañerías, tuberías y otros dispositivos necesarios.

Capacidad Nominal	9 MW	100 MW	
Costo Terreno [MUS\$]	2.319	19.325	Torre Solar
	2.329	19.411	Cilindro-Parabólico
Costo Mejora Terreno [MUS\$]	892	9.910	Torre Solar
	777	8.636	Cilindro-Parabólico

Tabla 25: “Costo Terreno por Central” [42]

7.4.8. Costo de contingencia

Los costos de contingencia hacen referencia al porcentaje de sobrecostos que se aplica sobre el proyecto con el fin de protegerlo de posibles riesgos no identificados. Usando de base otros proyectos sobre tecnologías termosolares ya completados, se determina que el costo de contingencia será igual al 10% de los costos de instalación.

Capacidad Nominal	9 MW	100 MW	
Costo de Contingencia [MUS\$]	8.333	80.488	Torre Solar
	6.705	65.985	Cilindro-Parabólico

Tabla 26: “Costo de Contingencia por Central” [39]

Con estos datos ya se puede tener una idea del costo total de instalación para cada central, por lo que se puede calcular el costo por kW instalado (USD/kW), indicador utilizado en la industria eléctrica, que permite realizar ciertas comparación y que ya se ha comentado (capítulo 3). En la siguiente tabla se muestran los costos por kW instalado para las distintas centrales propuestas.

Tipo de central	Costo de Instalación (USD/kW)
Cilindro-Parabólico	
• 9 MW	8.195
• 100 MW	7.258
Torre Solar	
• 9 MW	10.184
• 100 MW	8.854

Tabla 27: “Costo de Instalación por Central”. Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar los costos por kW instalado son concordantes con los esperados, para centrales de los mismos tamaños, tecnologías y almacenamiento, obteniendo un valor menor debido a las buenas condiciones que ofrece el territorio nacional (irradiancia, clima y terreno).

7.4.9. Costos Anuales

Con respecto a los costos anuales, existen principalmente dos categorías: los costos por concepto de agua, costo no despreciable en el norte (pero que se minimizan al utilizar condensación por aire, lo que provoca un aumento en los costos) y los costos de operación y mantenimiento, en donde destacan el sueldo de los operarios y los insumos que necesitan para realizar su trabajo. Además de los operarios típicos en este tipo de planta se considera la contratación de guardias para proteger las instalaciones de cualquier tipo de daño o robo.

Los costos anuales se presentan en la siguiente tabla, diferenciándolos por tipo y por central.

Capacidad Nominal	9 MW	100 MW	
Costo por Agua[MUS\$]	21	231	Torre Solar
	21	232	Cilindro-Parabólico
Costo por O&M [MUS\$]	259	2.875	Torre Solar
	260	2.888	Cilindro-Parabólico

Tabla 28: “Costo Anuales por Central” [20].

Además de estos costos, se debe considerar el costo por conceptos de peaje por parte de las subestaciones a las generadoras. Como ya se había comentado, las centrales renovables de 9 MW o menos están exentas de pagos de peaje, mientras que las de 100 MW deberán pagar el valor completo del peaje. Para la evaluación, se estimaron los costos de peaje como un 8% del pago por energía [16].

7.5. Resultados Evaluación

7.5.1. Escenario Actual

La primera evaluación se realiza en condiciones normales y con el escenario más probable (utilizando los costos e ingresos calculados en este capítulo). El análisis considera los proyectos

en estado puro, es decir, sin considerar costos de financiamiento externo. Debido a la complejidad propia de determinar exactamente que tasa de descuento utilizar (puesto que refleja el costo de oportunidad del inversor), se opta por presentar varias de ellas, pero debido a que usualmente en proyectos de esta índole se utiliza una tasa de 10% los comentarios con respecto al VAN y a los proyectos en general se harán considerando esa misma tasa. Asimismo, el impuesto a la renta será del 20%, se calcula la depreciación correspondiente y el periodo de evaluación será de 20 años (horizonte bastante común en la industria eléctrica), además se considerara un valor residual de 0, para no inflar el resultado de la evaluación (a pesar de que este valor debería ser mayor a 0). Vale recordar que el precio de la energía considerado será de 40 CLP/kWh.

Las tablas 29 y 30 presentan el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) resultantes de la evaluación económica de las centrales cilindro-parabólicas y la torre solar en sus respectivos tamaños para el escenario actual.

Tasa de descuento	VAN 9 MW [MUS\$]	VAN 100 MW [MUS\$]
10%	(29.182)	(273.194)
12%	(33.566)	(318.771)
14%	(36.842)	(352.917)
16%	(39.290)	(378.526)
18%	(41.114)	(397.692)
20%	(42.461)	(411.947)
TIR	3%	4%

Tabla 29: “Indicadores Económicos Centrales Cilindro-Parabólicas”.
Fuente: Elaboración propia

Tasa de descuento	VAN 9 MW [MUS\$]	VAN 100 MW [MUS\$]
10%	(39.528)	(357.745)
12%	(44.496)	(409.662)
14%	(48.186)	(448.402)
16%	(50.922)	(477.303)
18%	(52.939)	(498.784)
20%	(54.409)	(514.614)
TIR	3%	3%

Tabla 30: “Indicadores Económicos Centrales de Torre”.
Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar en las tablas, los indicadores financieros no son muy alentadores, puesto que todos los VAN son negativos y las TIR no superan el 4%. El problema radica principalmente en el elevado costo de instalación de este tipo de centrales, lo que provoca que con las condiciones actuales no sea un negocio rentable implementar tecnologías termosolares, a pesar de las excelentes condiciones del desierto de Atacama.

7.5.1.1. Análisis de Sensibilidad

A continuación se realiza un análisis de sensibilidad, para poder verificar que variable es la que tiene mayor impacto en el VAN de cada proyecto. Para esto se aumentara en 1% cada variable y se medirá el cambio porcentual en el VAN (para una tasa de descuento del 10%).

En las siguientes tablas, se pueda apreciar el análisis de sensibilidad para cada central propuesta:

Conceptos/Capacidad Nominal	Variación en el VAN	
	9 MW	100 MW
Precio Energía	0,81%	1,31%
Precio Potencia	0,06%	0,07%
Precio CER	0,05%	0,06%
Mejoras Terreno	-0,06%	-0,03%
Campo Solar	-0,87%	-0,95%
Sistema de HTF	-0,26%	-0,28%
Almacenamiento	-0,36%	-0,36%
Bloque de Potencia	-0,28%	-0,31%
BOP	-0,15%	-0,13%
Contingencia	-0,20%	-0,21%
Terreno	-0,07%	-0,06%
O&M	-0,06%	-0,07%
Factor de planta	1,12%	3,52%
Eficiencia conversión solar a eléctrica	8,4%	20,3%

Tabla 31: “Análisis de Sensibilidad Centrales Cilindro-Parabólicas”.

Fuente: Elaboración propia

Conceptos/Capacidad Nominal	Variación en el VAN	
	9 MW	100 MW
Precio Energía	0,94%	1,53%
Precio Potencia	0,05%	0,06%
Precio CER	0,05%	0,06%
Mejoras Terreno	-0,02%	-0,02%
Campo Solar	-1,04%	-1,19%
Sistema de HTF	-0,19%	-0,14%
Almacenamiento	-0,16%	-0,19%
Bloque de Potencia	-0,31%	-0,29%
BOP	-0,07%	-0,09%
Contingencia	-0,19%	-0,20%
Terreno	-0,05%	-0,05%
O&M	-0,04%	-0,05%
Factor de planta	1,02%	3,18%
Eficiencia conversión solar a eléctrica	9,39%	24,6%

Tabla 32: “Análisis de Sensibilidad Centrales de Torre”.

Fuente: Elaboración propia

En las tablas anteriores es fácil ver que las variables que más afectan al VAN de los proyectos es el precio de la energía, el costo del campo solar, el factor de planta y la eficiencia energética. Estas últimas dos variables afectan fuertemente el VAN de los proyectos (en especial la eficiencia energética), pero son difíciles de modificar, ya que existen cotas superiores teóricas para la conversión eléctrica y es difícil modificarla en el corto o mediano plazo. El factor de planta es modificable gracias al almacenamiento pero los costos aumentan demasiado al superar el 80%. Un punto muy interesante es que se prevé una considerable disminución en costos de los campos solares, debido a los avances tecnológicos y la producción en masa de los distintos componentes. Mientras que el precio puede ser utilizado, por parte de los gobiernos, para fomentar la construcción de centrales de este tipo, al asegurar precios mayores que los que perciben las generadoras contaminantes. Estos dos puntos serán tratados a continuación.

7.5.2. Avance tecnológico

En este escenario se consideran las reducciones potenciales de costos para las tecnologías termosolares en estudio. Estas proyecciones se basan principalmente en la reducción de los costos de los espejos (en especial los curvados, que utilizan las centrales cilindro-parabólicas), reducir el precio de las estructuras soportantes, mejorar los sistemas de almacenamiento energético y reducir los costos en fluido de transferencia térmica. Estas reducciones se estiman sobre el 40% del costo de instalación para las plantas cilindro-parabólicas y alrededor de 30% para las de torre [28].

Cabe destacar que muchas de estas reducciones se basan en la idea de la producción en masa, producción que está comenzando gracias a China e India, que están invirtiendo bastante en este tipo de tecnologías (también en paneles fotovoltaicos). Debido a que la producción en masa no llegará al menos en unos 5 años más, se desplaza el periodo temporal de evaluación, pero se mantiene el horizonte de 20 años. Todos los demás factores se consideraran constantes.

Con estas nuevas características, se obtienen los nuevos indicadores financieros, para cada planta propuesta, lo que se resumen en las siguientes tablas:

Tasa de descuento	VAN 9 MW [MUS\$]	VAN 100 MW [MUS\$]
10%	4.919	110.331
12%	73	59.534
14%	(3.747)	20.107
16%	(6.702)	(10.946)
18%	(8.982)	(35.489)
20%	(10.822)	(54.998)
TIR	12%	15%

Tabla 33: “Indicadores Económicos Centrales Cilindro-Parabólicas con reducción de costos”.

Fuente: Elaboración propia

Tasa de descuento	VAN 9 MW [MUS\$]	VAN 100 MW [MUS\$]
10%	2.603	98.811
12%	(2.988)	40.680
14%	(7.263)	(4.466)
16%	(10.590)	(39.777)
18%	(13.197)	(67.658)
20%	(15.252)	(89.836)
TIR	11%	14%

Tabla 34: “Indicadores Económicos Centrales de torre con reducción de costos”.

Fuente: Elaboración propia

Como se puede ver en las tablas anteriores, considerando la reducción potencial de costos, los proyectos se vuelven económicamente factibles, incluso para tasas de descuento mayores al 10%. Esto es un resultado muy positivo, ya que se prevé que estas reducciones sucedan en el corto plazo y el avance de las tecnologías solares podría hacer aún más rentable este tipo de centrales. Además, cabe señalar que por economías de escala, estas tecnologías siguen reducciones sus costos al aumentar de tamaño, por lo que plantas de 200 MW (o más) podrían resultar económicamente mucho más atractivas, en especial en un escenario en que los costos han bajado considerablemente.

Otro punto relevante, es que en Chile podrían fabricarse todos los componentes de estas centrales, por lo que una implementación temprana de estas tecnologías podría aumentar el desarrollo nacional de las mismas, lo que podría traer grandes beneficios para el futuro del país y posicionarlo como una potencia de la energía solar.

7.5.3. Políticas Públicas

El siguiente escenario estudia el posible impacto de la adopción de políticas públicas que fomenten la construcción de centrales termosolares (o de cualquier ERNC). Claramente predecir la implementación de cierta política pública (o algún cambio en el marco legal), es una tarea casi imposible, debido a que este tipo de decisiones involucran muchos factores y a muchas personas, por lo que se genera un sistema caótico en donde dominan las propiedades emergentes y realizar predicciones certeras es poco plausible.

Por esta razón, el siguiente cálculo es un ejercicio que permite vislumbrar la importancia de políticas dedicadas a fomentar las energías renovables, más que a realizar una predicción probable para un periodo de tiempo concreto (como era el caso anterior).

Se opta por utilizar un mecanismo común en el mercado de las energías renovables, el denominado “Feed-in Tariff” (ver capítulo 2). Este mecanismo varía de país en país, pero en general se basa en la idea de garantizar la venta de energía, crear contratos a largo plazo y pagar una tarifa diferenciada a las generadoras renovables. Para realizar el ejercicio numérico, se toma de base el caso Español, debido que -al igual que Chile- posee muy buenos lugares para la implementación de tecnologías solares y es el país (junto con EE.UU.) que más MW termosolares han instalado hasta la fecha. Además, este tipo de mecanismos darían incentivos para el desarrollo de tecnología en el país, un aumento considerable en I+D, debido a que se

crearía un ambiente propicio para que empresas nacionales desarrollaran tecnología solar (lo que reduciría los costos de instalación en un Feedback positivo).

En España se determinó un precio de 26.94 c€/kWh (alrededor de 170 CLP/kWh) para tecnologías termosolares por los primeros 25 años de operación. El valor percibido por las generadoras contaminantes en suelo español es de (promedio 2010 a 212) 50 €/MW (31,6 CLP/kWh) [43]. Por lo que se puede ver un aumento de casi 5,4 veces el precio de la energía estándar para las centrales termosolares. Lo anterior, produjo la construcción de un gran número de centrales (varias de las cuales todavía no se han terminado), aunque debido a la crisis económica en que se ve envuelta España, este decreto fue cesado (temporalmente) desde principios de este año. Debido a las obvias diferencias entre Chile y España y a que muchos consideraron el incentivo español como excesivo, es que para la evaluación se escogió utilizar un factor de 2,7 veces el valor estándar para la generación eléctrica (precio nudo).

A continuación se presentan los resultados de la evaluación económica considerando un precio de 108 CLP/kWh producto de la aplicación de un FIT (Feed-in Tariff) chileno.

Tasa de descuento	VAN 9 MW [MUS\$]	VAN 100 MW [MUS\$]
10%	25.814	337.196
12%	13.320	201.861
14%	3.651	96.556
16%	(3.981)	13.579
18%	(9.992)	(52.341)
20%	(14.849)	(105.143)
TIR	15%	16%

Tabla 35: “Indicadores Económicos Centrales Cilindro-Parabólicas con aumento del precio de la energía”. Fuente: Elaboración propia

Tasa de descuento	VAN 9 MW [MUS\$]	VAN 100 MW [MUS\$]
10%	34.510	464.229
12%	18.655	291.574
14%	6.309	156.876
16%	(3.400)	50.720
18%	(11.183)	(33.722)
20%	(17.225)	(101.459)
TIR	15%	17%

Tabla 36: “Indicadores Económicos Centrales de Torre con aumento del precio de la energía”. Fuente: Elaboración propia

Como se logra apreciar en las tablas 35 y 36, el efecto que tiene un aumento considerable del precio de la energía, provoca un cambio notable en la rentabilidad de los proyectos, volviendo a todos económicamente factibles. Esto demuestra que una política orientada a promover las ERNC, podría cambiar radicalmente el panorama energético nacional, ya que si a esto resultados

se le agregaran algunas consideraciones sobre reducción potencial de costos, los resultados financieros serian aún mejores, lo que provocaría que se construyeran muchas centrales termosolares, tanto por empresas internacionales como chilenas.

A pesar de los buenos resultados, la elección de una política pública nunca es tan sencilla, ya que se deben hacer muchas consideraciones que se escapan del alcance de esta memoria, pero reflexionando sobre la realidad nacional (exceso de termoeléctricas a carbón y rechazo social a las mismas), este tipo de ideas deberían ser meditadas seriamente, ya que pueden ser muy importantes para el futuro de la nación, en términos de relación con el medioambiente, respeto a tratados internacionales (como el de Kyoto), llegando hasta temas de seguridad nacional.

7.6. Levelized Cost of Energy

El LCOE (Levelized Cost of Energy) es un indicador usualmente utilizado en el mercado energético, y que de manera simple, representa el precio que debe tener la venta de energía al sistema (o el precio por contrato) para que el proyecto sea rentable. Este tipo de cálculos ayuda a los responsables políticos, investigadores y otros para guiar las discusiones y toma de decisiones sobre energía. Este valor se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (7.11)$$

En donde:

I_t = Costos de inversión en el año t

M_t = Costos de Operación y Mantenimiento año t

F_t = Costos en combustibles en el año t

E_t = Electricidad generada año t

r = Tasa de descuento

El LCOE es muy útil para comparar proyectos de distinta naturaleza, aunque se debe tener en cuenta que este indicador depende de la localización y la disponibilidad del recurso energético en estudio. La siguiente tabla muestra el estudio realizado por la EIA de Estados Unidos sobre las principales fuentes de generación y sus respectivos LCOE.

Tipo de Central	LCOE [USD/MWh]
Carbón Convencional	97,7
Carbón Avanzado	110,9
Carbón Avanzado con CCS¹⁸	138,8
Gas Natural	
Ciclo Combinado Convencional	66,1
Ciclo Combinado Avanzado	63,1
Ciclo Combinado Avanzado con CCS	90,1
Turbina de combustión convencional	127,9
Turbina de combustión Avanzada	101,8
Nuclear Avanzada	111,4
Geotérmica	98,2
Biomasa	115,4
Eólica	96,0
Solar Fotovoltaica	152,7
Termosolar	242,0
Hidroeléctrica	88,9

Tabla 37: “LCOE Para distintas Centrales” [44]

Para el cálculo del LCOE se utilizó una tasa de descuento del 10% y un horizonte de evaluación de 20 años, con estos parámetros, más los calculados previamente sobre generación, inversión y costos de operación y mantenimiento, se obtienen los siguientes resultados:

Central	LCOE [USD/MWh]	LCOE [CLP/kWh]
Cilindro-Parabólica [9 MW]	148	71
Cilindro-Parabólica [100 MW]	132	63
Torre Solar [9 MW]	160	77
Torre Solar [100 MW]	140	67

Tabla 38: “LCOE Para Centrales Propuestas”. Fuente: Elaboración propia

El resultado anterior, deja en evidencia las excelentes condiciones que tiene Chile para las tecnologías termosolares, ya que se tiene un LCOE máximo de 160 [USD/MWh] y uno mínimo de 132 [USD/MWh], los que son bastante menores a los estimados por la EIA para tecnologías termosolares. Estos resultados también son útiles a la hora de crear políticas de incentivo, ya que sabiendo que alrededor de 146 [USD/MWh] (equivalente a 70 CLP/kWh) los proyectos se vuelven rentables, se puede encontrar un valor que a la vez haga atractivo invertir en estas tecnologías pero sin malgastar recursos públicos.

¹⁸ CCS = Captura y Almacenamiento de Carbono

El LCOE es un indicador que permite comparar de una mejor manera a las distintas tecnologías generadoras a diferencia de otros indicadores como el costo por MW instalado, que perjudica mucho a las tecnologías que necesitan una mayor inversión inicial (como es el caso de las renovables). Según los resultados, los valores obtenidos por las plantas termosolares son competitivos con medios tradicionales, como el carbón, siempre y cuando se consideren los costos de las tecnologías de “captura y almacenamiento de carbono” (obligando a las centrales a hacerse cargo de parte de sus externalidades negativas), lo que implica que si se consideran realmente los costos ambientales, las plantas termosolares logran ser competitivas con fuentes comúnmente utilizadas en el país.

Se podría realizar un análisis de sensibilidad al momento de calcular el LCOE, pero se optó por calcularlo en el estado actual, para poder realizar una comparación real con los indicadores de otros países (EEUU) y poder verificar cuan cerca o lejos se encuentra el punto de inflexión con respecto a los precios actuales de la energía.

CAPÍTULO 8

CONCLUSIONES

En el presente trabajo se estudiaron las diferentes tecnologías termosolares de concentración para generación de energía eléctrica, haciendo énfasis tanto en sus características técnicas como económicas.

Las plantas termosolares han experimentado un gran crecimiento en los últimos años y aún mantienen un enorme potencial. Su principal ventaja es que utilizan un recurso en esencia ilimitado (energía solar) y que en ciertos lugares (como el norte de Chile) es muy abundante. Además, y a diferencia de la fotovoltaica, la mayoría de los componentes de estas centrales son comunes en la industria energética, con excepción de los espejos, que difieren por tecnología y complejidad de fabricación. Uno de los grandes avances de las tecnologías termosolares es el almacenamiento térmico, el que permite seguir generando electricidad en horas donde el recurso es escaso o nulo (noche), esto es una de las características distintivas de estas centrales, ya que - en general- almacenar energía es complejo y costoso, pero para las centrales termosolares es una opción completamente factible y que les da la posibilidad de comportarse como centrales convencionales, pero utilizando una energía limpia y renovable.

Se modeló la energía disponible en el norte del país, pudiendo verificarse que las condiciones de radiación solar que presenta el desierto de Atacama son de clase mundial. Pero no sólo la alta radiación solar destaca en el desierto chileno: sus cielos altamente transparentes y la falta de nubosidad en casi todo el año, hacen de este lugar el sitio ideal para implementar tecnologías que usan al sol como fuente primaria.

Se escogió un sitio que contara con las condiciones perfectas para albergar una central termosolar. Lo anterior implica disponer de una superficie amplia y plana, contar con una radiación solar elevada y tener un acceso cercano a un punto de conexión con el SING. Tomando esto en cuenta se determinó que el lugar idóneo es en las cercanías de la subestación Crucero (a 2 km de ella), una localidad cercana a Calama.

Con todos los datos obtenidos del estudio del estado del arte de las tecnologías analizadas, se decidió escoger sólo dos de ellas para su posterior análisis en detalle y la correspondiente evaluación económica. Debido a la madurez tecnológica y potencial futuro, la tecnología cilindro-parabólica y la central de torre fueron las escogidas. Además se utilizaron dos tamaños por planta: de 9 y de 100 MW.

Para las evaluaciones económicas se consideraron tres fuentes de ingresos, a saber: la venta de energía, el pago por potencia firme y las ventas de bonos de carbono. Para determinar el número de bonos de carbono se estimó la reducción de emisiones de cada planta, pudiendo concluir que las centrales de 9MW reducen en promedio 53 mil toneladas de CO₂ y las de 100 MW reducen aproximadamente 600 mil toneladas de CO₂, ambos anuales.

El análisis económico entrega por resultado –teniendo presentes las condiciones actuales de tecnología y precio por energía- que las centrales estudiadas bajo esas condiciones no son rentables. En el escenario de reducción potencial de costos, todas las centrales se vuelven rentables para una tasa de descuento del 10%, obteniendo VANs de más de 100 millones de

dólares para las plantas de 100 MW. El escenario en que el gobierno aplica el mecanismo de Feed-in Tariff, asegurando un precio por energía mayor al estándar, los resultados son aún más alentadores, toda vez que las centrales bajo estos supuestos son aún más rentables, con VANs cercanos a los 500 millones de dólares y con tasas internas de retorno de hasta 17%, como en el caso de la central de torre, que es más sensible al precio y que en este escenario logra los mejores resultados.

Se calculó igualmente el LCOE para cada central, indicador que refleja cuál es el precio de la energía que hace rentable a la planta en estudio. Este análisis arroja que las centrales cilindro-parabólicas necesitan precios de 148 y 132 USD/MWh para los tamaños de 9 y 100 MW respectivamente para rentabilizarse, mientras que las de torre necesitan valores de 160 y 140 USD/MWh para los mismos tamaños, para lograr rentabilidad. Otro resultado importante en relación con esta medición, es que las condiciones favorables del país inducen a que estos indicadores sean considerablemente menores que los estimados para EE.UU., donde se prevé un LCOE de 242 USD/MWh para centrales termosolares.

La construcción de centrales termosolares pueden tener un gran impacto para el país, por lo que se espera que las políticas del gobierno estén orientadas a incentivar este tipo de tecnologías. Pero no solo el gobierno podría estar interesado, las grandes mineras, que utilizan la mayor parte de la energía generada en el SING, podrían beneficiarse considerablemente al instalar este tipo de centrales, al conseguir mejores precios por la energía y también al cumplir con el rol sustentable que la mayoría está siguiendo en el último tiempo.

Con respecto a las dos tecnologías estudiadas en profundidad, se puede concluir que en el corto plazo la tecnología cilindro-parabólica es más rentable que la de torre, pero esta guarda un mayor potencial para el futuro, por lo que con el avance tecnológico predicho en el mediano-largo plazo, las tecnologías de torre deberían ser las más rentables (y serían competidoras de los medios convencionales de generación eléctrica).

Como desarrollo futuro se propone estudiar centrales híbridas que utilicen combustibles fósiles y energía termosolar para asegurar una generación constante todo el año. También se propone analizar la implementación conjunta con otras energías renovables de alto potencial en el país, como por ejemplo la geotérmica, eventualmente importante en el norte del país, o -en la zona central- donde el recurso solar es de menor calidad, se podrían utilizar plantas híbridas que utilicen biomasa, para estabilizar la generación eléctrica.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] PEUSER Félix, REMMERS Karl-Heinz, SCHNAUSS Martin, “Sistemas Solares Térmicos: Diseño e Instalación”, Madrid, España, 2005.
- [2] 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 2008.
- [3] SWERA Solar Resource Information, (<http://swera.unep.net/index.php?id=solar>).
- [4] CHEN C. Julian, “Physics of Solar Energy”, John Willey & Sons, New Jersey, EEUU, 2011.
- [5] “The Physics of the Universe” <<http://www.physicsoftheuniverse.com>>.
- [6] Sitio del libro “Power from the sun” <<http://www.powerfromthesun.net>>.
- [7] KALOGIROU, S., “Solar Thermal Collector and Applications, Progress in Energy and Combustion Science 30 (2004).
- [8] “Energía Solar Térmica de Concentración, Perspectiva mundial 2009”, Greenpeace, ESTELA, SolarPACES.
- [9] Canada, Scott; G. Cohen, R. Cable, D. Brosseau, and H. Price (2004-10-25). "Parabolic Trough Organic Rankine Cycle Solar Power Plant".
- [10] “Quimica-Ingenieriaenergia” <<http://quimica-ingenieriaenergia.wikispaces.com>>.
- [11] Dr. Rodrigo Palma BEHNKE Rodrigo, ESTÉVEZ Guillermo, ARIAS Ignacio, “Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno”, CNE, 2009.
- [12] SAWIN Janet L., “Renewables 2011GLOBAL STATUS REPORT”, REN21, 2011.
- [13] 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.

[14] Charles E. Andraka, K. Scott Rawlinson, Timothy A. Moss, Douglas R. Adkins, James B. Moreno, Donald R. Gallup, Patricia G. Cordeiro, “Solar Heat Pipe Testing of the Stirling Thermal Motors 4-120” Energy Conversion Engineering Conference, 1996

[15] Plataforma Solar de Almería, Informe Anual 2005 <<http://www.psa.es>>

[16] CARRASCO Nicolás, “Caracterización de una Planta Termosolar de Colectores Parabólicos para Generación de Energía Eléctrica”, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, 2009.

[17] VARGAS L., Concentradores solares parabólicos en Plataforma Solar de Almería.

[18] www.nrel.gov. Sitio de “National Renewable Energy Laboratory”

[19] <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu>, “Hyper Physics”, Departamento de Física y Astronomía, Universidad de Georgia, Estados Unidos.

[20] VOGEL Wegner, KALB Henry, “Large-Scale Solar Thermal Power”, Wiley-VCH, 2010.

[21] <http://www.torresolenergy.com> Sitio de Torresol Energy

[22] <http://www.physics.usyd.edu.au/>, School of Physics, Universidad de Sídney, Australia

[23] <http://www.stirlingengines.org.uk/sun/sola6.html>. Sitio de Stirling and Hot Air Engine

[24] <http://www.eere.energy.gov/> Sitio del departamento de energía de EEUU.

[25] ZHANG Wen, “Concentrating Solar Power - Pre-Feasibility Study for the Implementation in China”, Stuttgart, 2009.

[26] HUNFAN Nicolás, “Análisis de la Operación Interconectada de Centrales Eléctricas en Base a Tecnología Termo Solar de Tipo Concentrador con Torre”, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, 2011.

[27] AZAÑA Aurelio, “Diseño básico de planta solar termoeléctrica de 100 kW”, Departamento de Diseño, Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla, 2010.

[28] Concentrating Solar Power, IRENA (The International Renewable Energy Agency) Working Paper, 2012.

[29] 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.

[30] <http://www.ipcc.ch/> Sitio del Panel Intergubernamental sobre el cambio Climático.

[31] <http://www.nationalgeographic.es/> Sitio National Geographic en Español.

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

[34] Sargent & Lundy LLC Consulting Group, "Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts", NREL, 2003.

[35] TRIEB Franz, SCHILLINGS Christoph, "Global Potential of Concentrating Solar Power", Berlin, 2009.

[36] <http://www.eia.gov/>, U.S. Energy Information Administration.

[37] CLEAN DEVELOPEMENT MECHANISM – EXECUTIVE BOARD, “Methodology for zero-emissions grid-connected electricity generation from renewable sources in Chile”, United Nations Framework Convention on Climate Change, Bonn, Alemania, 2007.

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

[39] TELSNIIG Thomas, ELTROP Ludger, WINKLER Hartmut, “Efficiency and costs of different solar power plant”, University of Stuttgart, Alemania, 2012.

[40] Cost of Construction New Generation Technology, WorleyParsons, 2012.

[41] DIRECCIÓN De Peajes CDEC-SING, CDEC-SING, Noviembre 2012.

[42] KHALED Ahmad, “Technical and Economic Performance of Parabolic trough”, Cairo University, Egypt, 2012.

[43] <http://www.cne.es/> Sitio de la Comisión Nacional de energía, España.

[44] U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2012, June 2012.

[45] <http://www.leychile.cl/>, Sitio del Biblioteca Nacional del Congreso de Chile.

[46] <http://www.youtube.com/watch?v=m3vnzjdp6nY>, Video Explicativo Planta Gemasolar.

ANEXOS

A: Estado Proyectos ERNC en Chile

Estado	SEIA			
	Operación [MW]	Construcción [MW]	RCA aprobada, sin construir [MW]	En calificación [MW]
Mini-Hidro	278	110	187	121
Eólica	205	100	2853	2174
Biomasa	394	51	38	7
Solar	1	3,9	2050	1289
Geotermia	0	0	50	70
Total	878	264	5177	3660

Figura 59: Estado de proyectos ERNC en Chile, 2012. Fuente: SEIA, CER

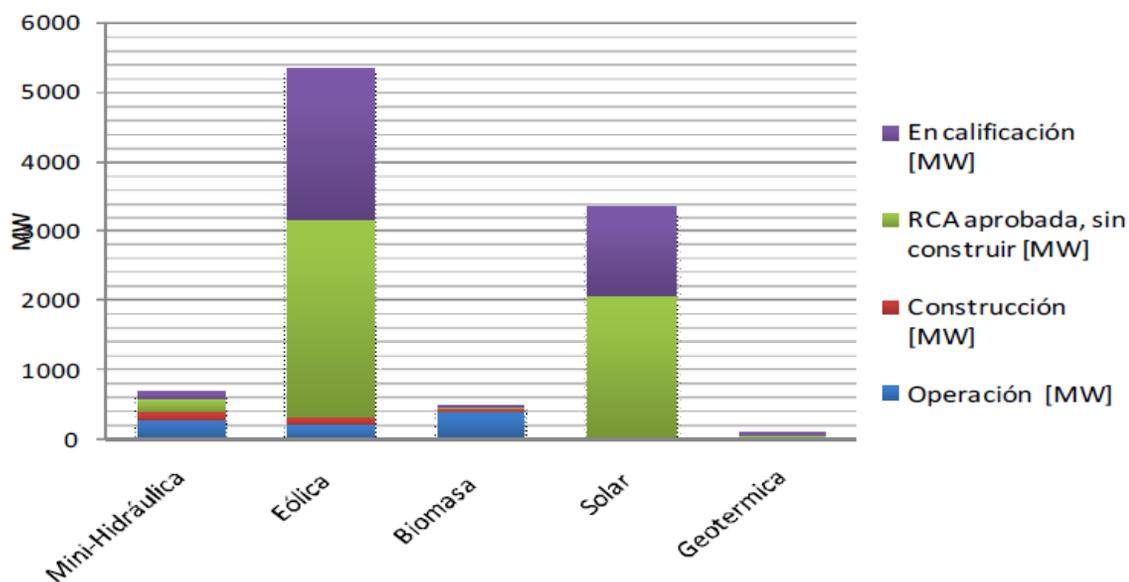


Figura 60: Estado actual ERNC en Chile, 2012. Fuente: CER

B: Ley 20.257

LEY NÚM. 20.257 [45]

INTRODUCE MODIFICACIONES A LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS RESPECTO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

Teniendo presente que el H. Congreso Nacional ha dado su aprobación al siguiente

Proyecto de ley:

"Artículo único.- Introdúcense en el decreto con fuerza de ley N° 4, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, que contiene la Ley General de Servicios Eléctricos, las siguientes modificaciones:

1) Intercálase en el inciso primero del artículo 79°, entre las expresiones "generación" y "conectados", las siguientes oraciones: "renovable no convencionales y de las instalaciones de cogeneración eficiente, definidos en las letras aa) y ac) del artículo 225° de esta ley, que se encuentren", y sustitúyense las oraciones "cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión," por la expresión "y".

2) Agrégase, a continuación del artículo 150°, el siguiente artículo 150° bis:

"Artículo 150° bis.- Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios, deberá acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo, que una cantidad de energía equivalente al 10% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados.

La empresa eléctrica podrá también acreditar el cumplimiento de la obligación señalada en el inciso primero, mediante inyecciones de energía renovable no convencional realizadas a los sistemas eléctricos durante el año calendario inmediatamente anterior, en la medida que dichas inyecciones no hayan sido acreditadas para el cumplimiento de la obligación que correspondió a ese año.

Cualquier empresa eléctrica que exceda el porcentaje señalado en el inciso primero de inyecciones de energía renovable no convencional dentro del año en que se debe cumplir la obligación, con energía propia o contratada y aunque no hubiese efectuado retiros, podrá convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica, los que podrán realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos. Una copia autorizada del respectivo convenio

deberá entregarse a la Dirección de Peajes del CDEC respectivo para que se imputen tales excedentes en la acreditación que corresponda.

La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación a que se refiere este artículo al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, deberá pagar un cargo, cuyo monto será de 0,4 UTM por cada Megawatt/hora de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada megawatt/hora de déficit.

Sin perjuicio de lo anterior, cualquier empresa eléctrica deficitaria podrá, con un límite de 50%, postergar hasta en un año la acreditación de la obligación que le corresponda al término de un año calendario, siempre que lo haya comunicado a la Superintendencia antes del 1 de marzo siguiente al año calendario referido.

Las Direcciones de Peajes de los CDEC de los sistemas eléctricos mayores a 200 megawatts deberán coordinarse y llevar un registro público único de las obligaciones, inyecciones y traspasos de energía renovable no convencional de cada empresa eléctrica, así como de toda la información necesaria que permita acreditar el cumplimiento de las obligaciones y la aplicación de las disposiciones contenidas en este artículo.

Los cargos señalados en el inciso cuarto se destinarán a los clientes finales y a los clientes de las distribuidoras cuyos suministros hubieren cumplido la obligación prevista en el inciso primero de este artículo.

Las sumas de dinero que se recauden por estos cargos, se distribuirán a prorrata de la energía consumida por los clientes indicados en el inciso anterior durante el año calendario en que se incumplió la obligación del inciso primero.

La Dirección de Peajes del CDEC respectivo calculará y dispondrá tanto el pago de los cargos que cada empresa deberá abonar para que se destinen a los clientes aludidos en base a los montos recaudados de las empresas que no hubiesen cumplido la obligación, así como las transferencias de dinero a que haya lugar entre ellas. La Superintendencia deberá requerir a la Dirección de Peajes y a las empresas concernidas la información necesaria para fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones que se les impone en este inciso.

Toda controversia que surja en la aplicación del inciso anterior con la Dirección de Peajes del CDEC respectivo promovida por las empresas eléctricas sujetas a la obligación prevista en el inciso primero o por las distribuidoras y clientes finales, será dictaminada por el panel de expertos, organismo que deberá optar por uno de los valores propuestos por quien promueve la discrepancia o por la referida Dirección, entendiéndose que ésta se formaliza en las presentaciones que deberán realizar al panel, en sobre cerrado, dentro de los quince días siguientes al cálculo efectuado por la Dirección de Peajes. Para expedir el dictamen respectivo, el aludido Panel deberá ceñirse al procedimiento aplicable a las discrepancias previstas en el número 11 del artículo 208°.

Sólo para los efectos de la acreditación de la obligación señalada en el inciso primero, se reconocerán también las inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima sea igual o inferior a 40.000 kilowatts, las que se corregirán por un factor proporcional

igual a uno menos el cociente entre el exceso sobre 20.000 kilowatts de la potencia máxima de la central y 20.000 kilowatts, lo que se expresa en la siguiente fórmula:

$$FP = 1 - ((PM - 20.000 \text{ kw})/20.000 \text{ kw})$$

Donde FP es el factor proporcional antes señalado y PM es la potencia máxima de la central hidroeléctrica respectiva, expresada en kilowatts."

3) Suprímese el inciso quinto del artículo 157°.

4) Agréganse, en el artículo 225°, a continuación de la letra z), las siguientes letras aa), ab) y ac):

"aa) Medios de generación renovables no convencionales: los que presentan cualquiera de las siguientes características:

1) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.

2) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kilowatts.

3) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.

4) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.

5) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.

6) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.

7) Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

ab) Energía renovable no convencional: aquella energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales.

ac) Instalación de cogeneración eficiente: instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada

al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento.".

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 1° transitorio.- La obligación contemplada en el artículo 150° bis que esta ley incorpora a la Ley General de Servicios Eléctricos, regirá a contar del 1 de enero del año 2010, y se aplicará a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto de 2007, sean contratos nuevos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza.

El cumplimiento de la obligación referida deberá efectuarse con medios de generación renovables no convencionales o con los señalados en el inciso final del artículo 150° bis que introduce esta ley, propios o contratados, que se hayan interconectado a los sistemas eléctricos con posterioridad al 1 de enero de 2007.

También se podrá cumplir la obligación referida con medios de generación renovables no convencionales, que encontrándose interconectados a los sistemas eléctricos con anterioridad a la fecha señalada en el inciso precedente, amplíen su capacidad instalada de generación con posterioridad a dicha fecha y conserven su condición de medio de generación renovable no convencional una vez ejecutada la ampliación. Para los efectos de la acreditación de la obligación señalada, las inyecciones provenientes de los medios de generación referidos en este inciso, se corregirán por un factor proporcional igual al cociente entre la potencia adicionada con posterioridad al 1 de enero del 2007 y la potencia máxima del medio de generación luego de la ampliación.

Con todo, la obligación aludida en el inciso primero será de un 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación el año 2015 deberán cumplir con un 5,5%, los del año 2016 con un 6% y así sucesivamente, hasta alcanzar el año 2024 el 10% previsto en el artículo 150° bis.

El aumento progresivo dispuesto en el inciso anterior, no será exigible respecto de los retiros de energía asociados al suministro de empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica, para satisfacer consumos de clientes regulados, que hubieren iniciado el proceso de licitación que dispone el artículo 131° de la Ley General de Servicios Eléctricos, con anterioridad a la publicación de esta ley.

Artículo 2° transitorio.- La Comisión Nacional de Energía, mediante resolución exenta, establecerá las disposiciones de carácter técnico que sean necesarias para la adecuada implementación de las normas que esta ley introduce a la Ley General de Servicios Eléctricos y para la aplicación de la disposición transitoria precedente.

Artículo 3° transitorio.- La obligación contemplada en el artículo 150° bis que esta ley incorpora a la Ley General de Servicios Eléctricos, regirá por 25 años a contar del 1 de enero del año 2010.

Artículo 4° transitorio.- Las empresas eléctricas deberán acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo que, a lo menos el cincuenta por ciento del aumento progresivo de 0,5% anual de la obligación, contemplado en el inciso cuarto del artículo primero transitorio, ha sido cumplido con inyecciones de energía de medios propios o contratados, elegidas mediante un proceso competitivo, transparente y que no implique una discriminación arbitraria."

Y por cuanto he tenido a bien aprobarlo y sancionarlo; por tanto promúlguese y llévese a efecto como Ley de la República.

Santiago, 20 de marzo de 2008.- MICHELLE BACHELET JERIA, Presidenta de la República.- Hugo Lavados Montes, Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción.- Marcelo Tokman Ramos, Ministro Presidente Comisión Nacional de Energía.- Santiago González Larraín, Ministro de Minería.

C: Funcionamiento Central Gemasolar



Figura 61: Video explicativo sobre central Gemasolar, España [46]

D: Modelo Radiación Solar (MATLAB)

```
function [ Ed ] = Solar( n )

LAT = -22.026666;
LONG = -69.56666;
DIA = n;

A = 1210;
B = 6;
C = 1;
K = 0.75;
DEC = 23.45*sin(0.0174532925*(360*(284+DIA)/365));

LSM = -45;

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

LSM = -60;

end

Hr = zeros(240,1);
Hr(1,1)=0;

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

Hrsolar = zeros(240,1);

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);

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(0.0174532925*(LAT))*sin(0.0174532925*(DEC))+cos(0.0174532925*(LAT))*cos
(0.0174532925*(DEC))*cos(0.0174532925*(omega(i,1)));

end
hrad=zeros(241,1);
for i=1:241
hrad(i,1)=asin(aux(i,1));

end
hdeg=zeros(241,1);
for i=1:241
hdeg(i,1)= 57.2957795*(hrad(i,1));

end
AZIMUTrad = zeros(241,1);
for i=1:241
AZIMUTrad(i,1)=asin(cos(0.0174532925*(DEC))*sin(0.0174532925*(omega(i,1)))/cos(hrad(i,1
)));
end
AZIMUTdeg = zeros(241,1);
for i=1:241
AZIMUTdeg(i,1) = 57.2957795*(AZIMUTrad(i,1));
end
I = zeros(241,1);
for i=1:241
if (hdeg(i,1)>0)
I(i,1)= A*exp(-1/(B*sin(0.0174532925*(C+hdeg(i,1)))));
else
I(i,1)=0;
end
end

E = zeros(241:1);
for i=2:241
E(i,1) = min(I(i,1),I(i-1,1))*0.1;

end

Ed = sum(E)/1000

```

E: Flujo de Caja Torre Solar [100 MW]

Escenario más probable [100MW]

Item	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
(+) Ingresos de explotación		28.839.998.767	29.580.094.415	30.330.439.587	31.091.239.273
(-) Costo directos, fijos y generales		(1.490.867.206)	(1.490.867.206)	(1.490.867.206)	(1.490.867.206)
(-) Depreciación		(8.495.670.706)	(8.495.670.706)	(8.495.670.706)	(8.495.670.706)
Utilidad antes de impuestos		18.853.460.856	19.593.556.504	20.343.901.676	21.104.701.362
(-) Impuesto Renta 20%		(3.770.692.171)	(3.918.711.301)	(4.068.780.335)	(4.220.940.272)
Utilidad después de impuesto		15.082.768.684	15.674.845.203	16.275.121.340	16.883.761.089
(+) Depreciación		8.495.670.706	8.495.670.706	8.495.670.706	8.495.670.706
(-) Inversión activos	(424.783.535.294)				
Totales	(424.783.535.294)	23.578.439.390	24.170.515.909	24.770.792.046	25.379.431.795
	-884965698,5	49121748,73	50355241,48	51605816,76	52873816,24

Escenario más probable [100MW]

Item	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
(+) Ingresos de explotación	31.862.702.563	32.645.042.730	33.438.477.311	34.243.228.195
(-) Costo directos, fijos y generales	(1.490.867.206)	(1.490.867.206)	(1.490.867.206)	(1.490.867.206)
(-) Depreciación	(8.495.670.706)	(8.495.670.706)	(8.495.670.706)	(8.495.670.706)
Utilidad antes de impuestos	21.876.164.652	22.658.504.819	23.451.939.400	24.256.690.283
(-) Impuesto Renta 20%	(4.375.232.930)	(4.531.700.964)	(4.690.387.880)	(4.851.338.057)
Utilidad después de impuesto	17.500.931.722	18.126.803.855	18.761.551.520	19.405.352.226
(+) Depreciación	8.495.670.706	8.495.670.706	8.495.670.706	8.495.670.706
(-) Inversión activos				
Totales	25.996.602.427	26.622.474.561	27.257.222.226	27.901.022.932
	54159588,39	55463488,67	56785879,64	58127131,11

Escenario más probable [100MW]

Item	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
(+) Ingresos de explotación	35.059.521.706	35.887.588.699	36.727.664.642	37.579.989.714
(-) Costo directos, fijos y generales	(1.490.867.206)	(1.490.867.206)	(1.490.867.206)	(1.490.867.206)
(-) Depreciación	(8.495.670.706)	(8.495.670.706)	(8.495.670.706)	(8.495.670.706)
Utilidad antes de impuestos	25.072.983.795	25.901.050.787	26.741.126.730	27.593.451.803
(-) Impuesto Renta 20%	(5.014.596.759)	(5.180.210.157)	(5.348.225.346)	(5.518.690.361)
Utilidad después de impuesto	20.058.387.036	20.720.840.630	21.392.901.384	22.074.761.442
(+) Depreciación	8.495.670.706	8.495.670.706	8.495.670.706	8.495.670.706
(-) Inversión activos				
Totales	28.554.057.742	29.216.511.336	29.888.572.090	30.570.432.148
	59487620,29	60867731,95	62267858,52	63688400,31

Escenario más probable [100MW]

Item	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16
(+) Ingresos de explotación	38.444.808.899	39.322.372.078	40.212.934.132	41.116.755.037
(-) Costo directos, fijos y generales	(1.490.867.206)	(1.490.867.206)	(1.490.867.206)	(1.490.867.206)
(-) Depreciación	(8.495.670.706)	(8.495.670.706)	(8.495.670.706)	(8.495.670.706)
Utilidad antes de impuestos	28.458.270.988	29.335.834.167	30.226.396.220	31.130.217.126
(-) Impuesto Renta 20%	(5.691.654.198)	(5.867.166.833)	(6.045.279.244)	(6.226.043.425)
Utilidad después de impuesto	22.766.616.790	23.468.667.334	24.181.116.976	24.904.173.701
(+) Depreciación	8.495.670.706	8.495.670.706	8.495.670.706	8.495.670.706
(-) Inversión activos				
Totales	31.262.287.496	31.964.338.039	32.676.787.682	33.399.844.406
	65129765,62	66592370,92	68076641	69583009,18

Escenario más probable [100MW]

Item	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
(+) Ingresos de explotación	42.034.099.971	42.965.239.415	43.910.449.258	44.870.010.908
(-) Costo directos, fijos y generales	(1.490.867.206)	(1.490.867.206)	(1.490.867.206)	(1.490.867.206)
(-) Depreciación	(8.495.670.706)	(8.495.670.706)	(8.495.670.706)	(8.495.670.706)
Utilidad antes de impuestos	32.047.562.060	32.978.701.503	33.923.911.346	34.883.472.997
(-) Impuesto Renta 20%	(6.409.512.412)	(6.595.740.301)	(6.784.782.269)	(6.976.694.599)
Utilidad después de impuesto	25.638.049.648	26.382.961.203	27.139.129.077	27.906.778.397
(+) Depreciación	8.495.670.706	8.495.670.706	8.495.670.706	8.495.670.706
(-) Inversión activos				
Totales	34.133.720.354	34.878.631.908	35.634.799.783	36.402.449.103
	71111917,4	72663816,48	74239166,21	75838435,63

Indicadores financieros

VAN	Mas probable [CLP]	LCOE	[CLP/MWh]	[CLP/kWh]
10%	(171669.537.665)	10%	67.125	67
12%	(196.589.948.696)			
14%	(215.184.903.387)			
16%	(229.057.561.122)			
18%	(239.368.396.932)			
20%	(246.966.669.305)			
TIR	3%			