



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA
BARCELONATECH

Escola Politècnica Superior d'Enginyeria
de Vilanova i la Geltrú



TRABAJO FINAL DE GRADO

TÍTULO: ESTUDIO DE CENTRALES DE ENERGÍA TERMOSOLAR Y
COMPARACIÓN CON LAS INSTALACIONES TRADICIONALES DE
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CHILE

AUTOR: GUILLERMO ERNESTO MÉNDEZ MUÑOZ

TITULACIÓN: INGENIERÍA CIVIL MECÁNICA

ESCUELA: ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
DE VILANOVA I LA GELTRÚ (EPSEVG)

DIRECTOR: Dr. Jaume MIQUEL MASALLES

DEPARTAMENTO: MECÁNICA DE FLUIDOS (729)

FECHA: 31 de Enero del 2017

UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA



**ESTUDIO DE CENTRALES DE ENERGÍA TERMOSOLAR Y COMPARACIÓN CON
LAS INSTALACIONES TRADICIONALES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN CHILE**

Informe de Habilitación Profesional
presentado en conformidad a los requisitos
para optar al Título de Ingeniero Civil Mecánico

Profesor Guía:
Sr. Reinaldo Sánchez Arriagada

GUILLERMO ERNESTO MÉNDEZ MUÑOZ

CONCEPCIÓN – CHILE
2017

Diligencia de refrendo

El trabajo que lleva por título: “*ESTUDIO DE CENTRALES DE ENERGÍA TERMOSOLAR Y COMPARACIÓN CON LAS INSTALACIONES TRADICIONALES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CHILE*” ha sido realizado por el estudiante **Guillermo Ernesto Méndez Muñoz** de la Universidad del Bío-Bío (Chile) durante su estancia de estudios en la Escuela Politécnica Superior de Ingeniería de Vilanova i la Geltrú (EPSEVG) de la Universidad Politécnica de Cataluña - UPC (España). El acuerdo específico entre estas dos Universidades establece que el trabajo será evaluado en España y el veredicto asumido a todos los efectos en la Universidad de origen, en Chile.

Así mismo damos fe de que todo el proceso se ha desarrollado satisfactoriamente.

Y para que así conste firmamos el presente escrito,

Joan V. Castell Balaguer
Subdirector de Relaciones Internacionales de la EPSEVG

Frederic Vilà Martí
Director de la EPSEVG

Escuela Politécnica Superior de Ingeniería de Vilanova i la Geltrú (EPSEVG)
Universidad Politécnica de Cataluña (UPC) - España

Vilanova i la Geltrú, 31 de Enero de 2017

Este Trabajo Final de Grado tiene en cuenta aspectos medioambientales: Sí No

TRABAJO FINAL DE GRADO

RESUMEN (50 LÍNEAS MÁXIMO)

El presente estudio fue realizado para analizar las centrales termosolares y comparar éstas con las plantas tradicionales de generación de electricidad en Chile.

Para abordar el contenido del trabajo en un principio se estudiaron las instalaciones tradicionales en Chile donde fue posible detectar una gran participación por parte de las centrales térmicas (12.390,17 MW instalados) e hidráulicas (6.555,51 MW instalados). Esto generó un importante antecedente para proceder a estudiar las centrales termosolares ya que en el país se cuenta con un potencial de más de 1.843.698 MW de potencia en energías renovables predominando el potencial solar en la zona norte del país, lo que claramente es más que suficiente para limitar la dependencia de los métodos clásicos de generación (es decir las centrales térmicas y las hidráulicas).

Relacionado a lo anterior, el análisis de las centrales termosolares de concentración (CSP) se realizó en base a sus tecnologías disponibles donde netamente se segmentó el estudio para plantas de: **a)** Receptor Central de Torre y **b)** Colectores Cilíndricos Parabólicos. Relacionado a ello para estudiar éstas tecnologías se evaluaron las inversiones con 10 y 15 horas de almacenamiento térmico (A.T.) para 10, 50 y 100 MWe y el estudio económico para 50 y 100 MWe con 10 horas de A.T. y 100 MWe con 15 horas de A.T. en condiciones reales en el país apoyado del software “System Advisor Model” (SAM) en ambos casos. Así mismo se seleccionó una zona de emplazamiento en norte del país cerca de la comuna de María Elena, II región de Antofagasta.

Ante los resultados obtenidos mediante el análisis de inversión y luego económico (sólo para 50 y 100 MWe con 10 horas de A.T. y 100 MWe con 15 horas de A.T.) donde se determinaron indicadores como el VAN con valores negativos entre -141 MM\$ y -547 MM\$ para las dos tecnologías, y el TIR con valores de 1,73% y -1,59% para las dos tecnologías (Véase la Tabla 6.26 de la memoria), se concluye que las centrales termosolares de concentración con las dos tecnologías consideradas (Receptor Central de Torre y CCP) no son rentables para Chile en aspectos reales, es decir, con los precios actuales de venta de energía eléctrica, impuestos, costos (inversión y operación y mantenimiento), etc.

Al efectuar una primera sensibilidad de los parámetros con una reducción de costos según lo que indica la Agencia Internacional de las Energías Renovables en un informe del año 2012 mejoraron las cifras de VAN, pero aún se mantuvieron negativas, en cambio para la TIR las cifras se ubicaron entre 4,51% y 2,25% favoreciendo a las centrales de Torre. Finalmente, otra vez se analizaron los indicadores considerando un aumento de precio en la venta de energía eléctrica, donde los valores de VAN y TIR nuevamente mejoraron sus cifras obteniéndose ahora valores positivos del VAN, y para este análisis se vieron favorecidas las plantas de Torre más aún.

En el estudio de impacto ambiental se logró determinar que las termosolares consumen gran cantidad de agua en su producción, pero se puede reducir a un 90% empleando sistemas de enfriamiento por aire. Sobre lo mismo, estas instalaciones presentan un bajo índice

de emisiones de CO₂ en comparación con una central térmica a carbón donde contaminan 70 veces menos que éstas en un año según lo expuesto en el Capítulo 9 de la memoria.

Finalmente, se concluye que las instalaciones termosolares de concentración en sus tecnologías de: **a) Receptor Central de Torre** y **b) Colectores Cilíndricos Parabólicos** no son rentables para Chile con las condiciones actuales de venta de la energía eléctrica. Aun así, los resultados favorecieron a las plantas de Torre para mayores potencias y horas de almacenamiento térmicos en comparación con las de Colectores Cilíndrico Parabólicos siendo éstas mejores para menores magnitudes en ambos factores. Ante eso se espera que mejoren las condiciones para implementar estas tecnologías con mayor demanda ya que actualmente existen proyectos en construcción por algunas empresas extranjeras, lo que alienta a estudiar esta práctica con más detalle debido a sus enormes beneficios, autonomía de funcionamiento con otros métodos de hibridación y el recurso solar disponible en norte del país (Radiación solar normal directa de: 7,65 kWh/m²/día).

Palabras claves:

1. Energía eléctrica	2. Energía renovable	3. Central termosolar	4. Instalación tradicional
5. Tecnología de Receptor Central de Torre	6. Tecnología de Colectores Cilíndrico Parabólicos	7. Recursos renovables	8. Energía solar
9. Inversiones	10. Rentabilidad		

FINAL GRADE PROJECT

ABSTRACT (50 lines maximum)

The present research was carried out to study the solar thermal power plants and to compare these with the traditional power generation plants in Chile.

In order to address the research content, initially the traditional installations were studied in Chile where it was possible to detect a great number of thermal power plants (12.390,17 MW installed) and hydraulic ones (6.555,51 MW installed). This important information made possible to study the solar thermal plants since the country holds a potential more than 1.843.698 MW power in renewable energies predominating the solar potential in the north of the country, which is clearly more than enough to limit dependence of classical methods of generation (that is to say the thermal and hydraulic plants).

Related to what was mentioned before, the analysis of the solar thermal of concentration plants (CSP) was made based on its available technologies where the study was segmented for plants of, **a)** Tower Central Receiver and **b)** Cylindrical Parabolic Collectors (CCP). In order to study these technologies, the investments were evaluated with 10 and 15 hours of thermal storage (T.S.) for 10, 50 and 100 MWe and the study economic for 50 and 100 MWe with 10 hours of T.S. and 100 MWe with 15 hours of T.S. in real conditions in the country supported by “System Advisor Model” (SAM) software in both cases. Likewise, a zone of emplacement in the north of the country was chosen which is located near Maria Elena area in Antofagasta II Region.

Due to the results obtained by the study of investment and then economic (only for 50 and 100 MWe with 10 hours of T.S. and 100 MWe with 15 hours of T.S.) where indicators such as NPV and IRR were determined with negative values between -141 MM\$ and -547 MM\$ for the two technologies, 1,73% and -1,59% for the two technologies (see the Table 6.26 of the memory) it is concluded that the solar thermal of concentration plants with the two technologies considered (Tower Central Receiver and CCP) are not profitable for Chile in real aspects, that is, with the current prices of sales of electric energy, taxes, costs (investment and operation and maintenance), etc.

At the performing the first sensitivity of the parameters with a cost reduction as indicated by the International Renewable Energy Agency in a report in year 2012 improved the NPV figures but still remained negatives, while for the IRR the figures ranged between 4,51% and 2,25% favoring the tower plants. Finally, the indicators were again analyzed considering a price increase in the sale of electric energy, where the values of NPV and IRR again improved their numbers obtaining now positive values at the NPV, and for this analysis the Tower plants were favored even more.

In the environmental impact study, it was possible to determine that solar thermal power consumes a large amount of water in its production, but it can be reduced to 90% by using air cooling systems. On the same, these facilities have a low CO₂ emissions rate compared to a coal-fired power station where they pollute 70 times less than these in a year as explained in Chapter 9 of the memory.

Finally, it is concluded that solar thermal of concentration facilities in its technologies of, **a)** Tower Central Receiver and **b)** Cylindrical Parabolic Collectors are not profitable

for Chile according to the current conditions of sales of the electric energy. Even so, the results favored Tower plants for greater powers and hours of thermal storage in comparison with the Parabolic Cylindrical Collectors, these ones being better for smaller magnitudes in both factors. This is expected to improve the conditions to implement these technologies with greater demand since there are currently projects under construction by some foreign companies, which encourages to study this practice in more detail due to its enormous benefits, operation autonomy with other methods of hybridization and the available solar resource in the north of the country (Direct normal solar radiation of: 7.65 kWh/m²/day).

Keywords:

1. Electric energy	2. Renewable energy	3. Central solar thermal	4. Traditional installation
5. Tower Central Receiver Technology	6. Cylindrical Parabolic Collector Technology	7. Renewable resources	8. Solar energy
9. Investments	10. Cost effectiveness		

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a Dios por entregarme vida y salud para llevar a cabo este Trabajo de Habilitación Profesional lejos de casa que me permitirá completar los estudios de Ingeniería Civil Mecánica llevados a cabo en la Universidad del Bío-Bío de Chile.

Así mismo también quiero agradecer a las personas por las cuales día a día en cada despertar me esforcé para concretar lo que les prometí al partir de Chile. En ello, cada una de éstas personas ocupan un lugar muy especial en mi vida ya que fueron un pilar fundamental en todo momento durante mi período académico. Sobre lo mismo, quiero enfatizar en la crianza que tuve gracias a mis padres donde recibí la enseñanza de dos personas que jamás se dan por vencidas ante cualquier eventualidad y muy claramente es lo que demuestra mi padre ya que siempre logra cada objetivo que se propone como un luchador donde me ha enseñado a trabajar duro en la vida para obtener las cosas que se desean.

Gracias a:

Francisco Méndez Leiva (Padre)
Olga Muñoz Encina (Madre)
Manuel Méndez Muñoz (Hermano)
Francisco Méndez Muñoz (Hermano)
Lady Ulloa Sepúlveda (Novia)
María Inés Muñoz Catalán (Tía y Madre)

Finalmente, agradezco al profesor Dr. Jaume Miquel Masalles director del trabajo en la Escuela Politécnica Superior de Ingeniería de Vilanova i la Geltrú, Universidad Politécnica de Cataluña (España), por su enorme apoyo, paciencia y disponibilidad, y a su vez exigencia y rigor en el desarrollo de la investigación donde entregó mucha parte de su tiempo para aportar ideas y consejos a cada análisis del estudio.

TABLA DE ACRÓNIMOS

Acrónimo	Significado
ABREVIACIONES	
ACS	Agua caliente sanitaria
A.T.	Almacenamiento térmico
CSP	Energía termosolar de concentración
CP	Coefficiente de potencia
CC	Ciclo combinado
CCP	Colectores Cilíndrico Parabólicos
CNE	Comisión Nacional de Energía
CO ₂	Dióxido de carbono
CLP	Peso Chileno
DOE	Department of Energy “(USA)”
DNI	Radiación solar normal directa
DAANC	Derecho de aprovechamiento de agua no consuntivos
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
FV	Sistema fotovoltaico
GICC	Central térmica con gasificación de carbón en ciclo combinado
GIZ	Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (Entidad Alemana)
GEI	Gases de efecto invernadero
HTF	Fluido de transferencia de calor
INOX	Inoxidable
MET	Minera del Tesoro
MM	Millón
NO _x	Óxidos de Nitrógeno
N°	Número
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PM	Partes por millón
RGI	Radiación global solar incidente
SING	Sistema Interconectado Norte Grande (Chile)
SIC	Sistema Interconectado Central (Chile)
SEA	Sistema Eléctrico de Aysén (Chile)
SEM	Sistema Eléctrico de Magallanes (Chile)
SAM	System Advisor Model (Software)
SETP	Energy Solar Technologies Program
SII	Servicio de Impuestos Internos de Chile
SO _x	Óxidos de Azufre
S	Sur
TIR	Tasa Interna de Retorno
T ^a	Temperatura
VAN	Valor Actual Neto
VIC	Variable Infiltration Capacity Model
WRF	Sistema de predicciones numérica de condiciones meteorológicas
W	Oeste

UNIDADES DE MEDIDA Y PREFIJOS

bar	Bar (Unidad de medida de presión)
gal	Galones estadounidenses (Unidad de medida de volumen)
g	Gramo
G	Giga - (10^9)
GW	Giga Watt
GWh	Giga Watt·hora
h	Hora
ha	Hectárea
J	Joule
km	Kilómetro
kWe - MWe	Kilo Watt Eléctrico -Mega Watt Eléctrico
k	Kilo - (10^3)
kWh/m ² ·dia	Kilo Watt·hora por Metro Cuadrado Día (Unidad de DNI)
l	Litro
M	Mega (10^6)
MWht	Mega Watt Hora Térmico
MWt	Mega Watt Térmico
m	Metro
m ²	Metro cuadrado
m ³	Metro cúbico
N	Newton
s	Segundo
s ²	Segundo cuadrado
T- t	Tonelada - (10^3 kg)
Uni	Unidad/es
USD\$ - \$ - USD	Dólar estadounidense
W	Watt
ρ	Reflectividad (Adimensional)
γ	Factor de intercepción (Adimensional)
τ	Transmisividad (Adimensional)
α	Absortividad (Adimensional)
°F	Grados Fahrenheit
°C	Grados Celsius
°X	Grado sexagesimal
%	Porcentaje
€	Euro

ÍNDICE

MEMORIA

Pág

1.- Introducción y objetivos del trabajo	1
1.1 Introducción.....	3
1.2 Motivaciones	4
1.3 Descripción de la problemática	4
1.4 Objetivos	5
1.4.1 Objetivo general.....	5
1.4.2 Objetivos específicos	5
1.5 Programación temporal del trabajo	5
2.- Introducción a los principales tipos de centrales de energía eléctrica en Chile	9
2.1 Centrales hidráulicas	11
2.1.1 Tipos de centrales hidráulicas	11
2.1.2 Centrales hidráulicas en Chile.....	11
2.1.3 Centrales hidráulicas más empleadas en Chile	13
2.1.4 Potencia eléctrica instalada de las principales plantas hidráulicas y su participación	13
2.2 Centrales termoeléctrica	14
2.2.1 Tipos de centrales térmicas	14
2.2.1.1 Centrales térmicas clásicas o convencionales	15
2.2.1.2 Centrales térmicas no convencionales.....	15
2.2.2 Centrales térmicas en Chile.....	15
2.2.3 Instalaciones térmicas más empleadas en Chile.....	16
2.2.4 Participación de las centrales térmicas más empleadas	17
2.3 Centrales renovables no convencionales (ERNC).....	19
2.3.1 Tipos de centrales ERNC	19
2.3.2 Principales centrales ERNC en Chile.....	19
2.3.3 Centrales ERNC mas empleadas en Chile	21
2.3.4 Participación de las principales centrales ERNC	22
3.- Situación energética actual en Chile	23
3.1 Matriz eléctrica en el mundo y Chile	25
3.2 Sistema energético en Chile	26
3.2.1 Generación actual según sector productivo de electricidad	26
3.2.2 Comportamiento generación eléctrica (Segmento ejemplo: mes agosto 2015/16) – Comparativa	27
3.2.2.1 Situación año 2015 (mes agosto) – Comparativa.....	27
3.2.2.2 Situación año 2016 (mes agosto) – Comparativa.....	28
3.3 Situación actual de las ERNC en Chile	29
3.4 Recursos naturales y potenciales en Chile	29
3.4.1 Potencial eólico en Chile.....	30
3.4.1.1 Determinación potencial eólico.....	31
3.4.2 Potencial solar en Chile.....	33
3.4.2.1 Potencial solar para tecnología fotovoltaica (FV).....	33
3.4.2.1.1 Determinación potencial solar fotovoltaico	34

3.4.2.2 Potencial solar para tecnología termosolar de concentración (CSP).....	35
3.4.2.2.1 Determinación potencial solar CSP	36
3.4.3 Potencial hídrico en Chile	37
3.4.3.1 Determinación potencial hídrico	37
3.5 Resumen de los potenciales ERNC	39

4.- Comparación de las centrales de energía convencionales y las centrales renovables..... 41

4.1 Centrales convencionales de energía renovable	43
4.1.1 Centrales Hidroeléctricas	43
4.2 Centrales térmicas	44
4.3 Centrales de energías renovables no convencionales.....	45
4.3.1 Centrales eólicas.....	45
4.3.2 Centrales solares.....	45
4.3.3 Centrales hidráulicas de pasada	46
4.4 Emisiones de centrales convencionales y renovables	47
4.5 Costos asociados a las centrales estudiadas	48

5.- Centrales termosolares 49

5.1 Generalidades	51
5.2 Origen de la energía termosolar	53
5.3 Energía termosolar	53
5.3.1 Tecnologías termosolares.....	54
5.4 Energía termosolar en el mundo.....	55
5.4.1 Potencia actual instalada mundialmente	56
5.4.2 Plantas en funcionamiento a nivel mundial	57
5.4.3 Principales plantas termosolares	59
5.5 Energía termosolar en Chile	61
5.6 Tecnologías termosolares	62
5.6.1 Tecnología de baja temperatura	62
5.6.1.1 Tipos de colectores solares térmicos	63
5.6.1.2 Rendimientos de colectores.....	64
5.6.1.3 Aplicaciones de instalaciones termosolares	65
5.6.2 Tecnología de media temperatura (Centrales solares termoeléctricas).....	67
5.6.2.1 Componentes principales de un colector cilíndrico parabólico.....	68
5.6.2.1.1 Reflector cilíndrico parabólico	68
5.6.2.1.2 Tubo absorbente	69
5.6.2.1.3 Sistema de seguimiento del Sol	70
5.6.2.1.4 Estructura metálica.....	71
5.6.2.2 Configuración del campo de los CCP	71
5.6.2.3 Balance energético en CCP	72
5.6.2.4 Tipos de pérdidas en un CCP	73
5.6.2.4.1 Pérdidas geométricas	73
5.6.2.4.2 Pérdidas térmicas desde el tubo absorbente al ambiente	75
5.6.2.4.3 Pérdidas por óptica.....	75
5.6.2.5 Rendimiento de un Colector Cilíndrico Parabólico	76
5.6.3 Tecnología de alta temperatura (Centrales solares termoeléctricas).....	77
5.6.3.1 Tecnología receptor central de torre.....	77
5.6.3.1.1 Helióstatos.....	78
5.6.3.1.2 La torre	79

5.6.3.1.3 Receptor central	79
5.6.3.1.4 Sistema de control.....	80
5.6.3.1.5 Balance energético de centrales de receptor central de torre	80
5.6.3.2 Tecnología disco parabólico (Motor Stirling)	82
5.6.3.2.1 Concentrador	82
5.6.3.2.2 Receptor	82
5.6.3.2.3 Sistema de generación.....	83
5.6.3.2.4 Estructura y método de seguimiento.....	83
5.6.3.2.5 Análisis de pérdidas en un concentrado de disco parabólico.....	84
5.7 Funcionamiento de centrales según su tecnología	84
5.7.1 Funcionamiento centrales de CCP	85
5.7.2 Funcionamiento central de receptor central de torre.....	86
5.8 Sistema de almacenamiento en plantas termosolares.....	88
5.9 Factores comparativos de centrales termosolares	90
5.9.1 Comparativa entre centrales termosolares	90
5.9.2 Ventaja-desventaja de las centrales termosolares de Torre v/s las de CCP.....	91

6.- Simulación, análisis de inversión y estudio económico de una central termosolar..... 93

6.1 Ubicación geográfica de la central	95
6.2 Características de la zona para ubicar la central.....	97
6.3 Resumen de condiciones de la ubicación geográfica	99
6.4 Análisis de referencia bibliográfica para estudio económico.....	99
6.4.1 Referencia – Libro energías renovables de A. Creus Solé.....	100
6.4.2 Referencia de inversión según Tabla 4.2	100
6.4.3 Referencia según la Comisión de Energía de California - EE.UU.	100
6.4.4 Resumen y conclusión en base a los análisis bibliográficos	101
6.5 Procedimiento de cálculo en base a SAM.....	102
6.5.1 Condiciones para cálculo de inversión central de CCP y de Torre.....	103
6.5.1.1 Parámetros de entrada para SAM.....	103
6.5.1.2 Simulaciones obtenidas mediante SAM	104
6.5.1.3 Datos de equipos y procesos provenientes de las simulaciones de SAM	108
6.5.1.3.1 Antecedentes de equipos y procesos central tipo Torre.....	108
6.5.1.3.2 Antecedentes de equipos y procesos central tipo CCP.....	109
6.6 Costos por ítem según tecnología.....	110
6.7 Cálculo y análisis de inversión plantas termosolares	111
6.7.1 Resultados de inversión	111
6.7.2 Comparativa de resultados obtenidos	113
6.8 Estudio económico centrales termosolares.....	117
6.8.1 Parámetros para el análisis económico	118
6.8.1.1 Energía producida	118
6.8.1.2 Costos.....	118
6.8.1.3 Depreciación	118
6.8.1.4 Precio de venta de la potencia y la energía eléctrica.....	119
6.8.1.5 Impuesto.....	120
6.8.1.6 Tasa de descuento o actualización	120
6.8.1.7 Flujo de caja	120
6.9 Resultados estudio económico	123
6.9.1 Flujo de caja empleado	123
6.9.2 Resultados de VAN y TIR	124

7.- Inspección y análisis de factores en centrales termosolares y tradicionales	127
7.1 Análisis de resultados sobre indicadores del Capítulo 6 con otros estudios en Chile	129
7.1.1 Análisis de la mejor opción en base a los resultados	130
7.2 Resumen de factores de las centrales estudiadas y comparación entre ellos	130
7.3 Análisis comparativo de funcionamiento de las centrales convencionales y las termosolares.....	131
8.- Comparación en la generación según los recursos energéticos disponibles	135
8.1 Distribución de la energía eléctrica generada en Chile	137
8.2 Suministro de energía eléctrica que pueden entregar las centrales renovables en Chile	139
9.- Estudio de impacto ambiental.....	141
9.1 Estudio ecológico	143
9.1.1 Impacto sobre las zonas habitadas del sector	143
9.1.2 Impacto sobre flora y fauna.....	144
9.2 Estudio sobre consumo de agua, energía y recursos	146
9.2.1 Consumo de agua	146
9.2.1.1 Expectativas del consumo de agua	147
9.2.2 Consumo de energía y recursos	148
9.2.3 Recursos en la construcción	148
9.2.4 Recursos en operación de las centrales termosolares.....	149
9.3 Residuos generados en el funcionamiento de las plantas CSP.....	149
9.4 Estudio de emisiones	150
9.5 Estudio de reciclaje y medidas para la clausura	153
9.6 Resumen de estudio de impacto ambiental	158
10.- Conclusiones	159
10.1 Conclusiones técnicas.....	161
10.2 Aspectos destacables del proyecto	163
10.3 Conclusiones y valoraciones de tipo personal.....	164
10.4 Posibles líneas futuras de estudio	164
11.- Bibliografía	165
11.1 Libros.....	167
11.2 Documentos técnicos y apuntes docentes	167
11.3 Proyectos Finales de Carrera.....	169
11.4 Páginas web.....	169

ANEXOS

ANEXO A.1.- Normativa aplicada

ANEXO A.2.- Software utilizado

ANEXO A.3.- Estudio preliminar de costos

ANEXO A.4.- Recopilación de simulaciones de Centrales Termosolares

ANEXO A.5.- Estudio de la Inversión de Centrales Termosolares

ANEXO A.6.- Estudio económico de Centrales Termosolares

ANEXO A.7.- PLANOS

ÍNDICE DE PLANOS

PLANO N° 1.- Situación Central CSP

PLANO N° 2.- Emplazamiento Central CSP

PLANO N° 3.A.- Ubicación equipos central CSP tipo Torre - Detalle A

PLANO N° 3.B.- Ubicación equipos central CSP tipo Torre - Detalle B

PLANO N° 4.- Funcionamiento central CSP tipo Torre - 50 MWe y 10 A.T.

PLANO N° 5.A.- Ubicación equipos central CSP tipo CCP - Detalle A

PLANO N° 5.B.- Ubicación equipos central CSP tipo CCP - Detalle B

PLANO N° 6.- Funcionamiento central CSP tipo CCP - 50 MWe y 10 A.T.

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA	Pág
Figura 1.1 Central termosolar de tipo Torre	4
Figura 2.1 Central hidráulica de tipo embalse	13
Figura 2.2 Central hidráulica de tipo pasada.....	13
Figura 2.3 Central térmica de tecnología a carbón.....	17
Figura 2.4 Central térmica de tecnología ciclo combinado	17
Figura 2.5 Esquema central Eólica.....	21
Figura 2.6 Esquema central solar fotovoltaica.....	21
Figura 5.1 El Sol, la fuente energética base de las tecnologías termosolares estudiadas en el TFG....	51
Figura 5.2 Comportamiento de la radiación solar incidente en planeta Tierra.....	52
Figura 5.3 Tecnologías y grupos de energía termosolar	53
Figura 5.4 Colectores solares	54
Figura 5.5 Colectores Cilíndrico Parabólicos.....	54
Figura 5.6 Concentrador central de Torre y helióstatos	54
Figura 5.7 Discos parabólicos de concentración solar	55
Figura 5.8 Sistema de concentración solar Fresnel.....	55
Figura 5.9 Mapa representativo de la radiación solar mundial.....	56
Figura 5.10 Central termosolar de Torre Ivanpah – EE.UU.....	59
Figura 5.11 Plataforma solar de Extremadura Solaben.....	60
Figura 5.12 Central termosolar Noor I-Ouarzazate	61
Figura 5.13 Instalación sistema termosolar de baja temperatura.....	63
Figura 5.14 Colector solar plano.....	64
Figura 5.15 Colector solar de tubos al vacío y termosifón.....	64
Figura 5.16 Climatización de piscinas, sistema simple	66
Figura 5.17 Técnica de calefacción y refrigeración con sistema termosolar.....	67
Figura 5.18 Campo solar de Colectores Cilíndrico Parabólicos	67
Figura 5.19 Reflector de un Colector Cilíndrico Parabólico	69
Figura 5.20 Ubicación tubo absorbente en Colector Cilíndrico Parabólico	70
Figura 5.21 Esquema general tubo absorbente de Colector Cilíndrico Parabólico.....	70
Figura 5.22 Sistema de seguimiento al Sol de un CCP.....	71
Figura 5.23 Estructura y cimientos de los CCP.....	71
Figura 5.24 Posibles tipos de alimentaciones de un campo de colectores	72
Figura 5.25 Parámetros de área de apertura y ángulo de aceptación de un CCP.....	73
Figura 5.26 Pérdidas por sombra entre CCP	74
Figura 5.27 Pérdidas por inherente a cada CCP	74
Figura 5.28 Pérdidas ópticas de un CCP.....	76
Figura 5.29 Diagrama de rendimiento y pérdidas de un CCP	77
Figura 5.30 Central termosolar de tipo Torre	78
Figura 5.31 Campo de helióstatos	78
Figura 5.32 Tipos de receptores.....	79
Figura 5.33 Pérdidas en la captación de la radiación solar en una central de Torre	81
Figura 5.34 Diagrama de pérdidas y rendimientos en una central de Torre	81
Figura 5.35 Discos parabólicos con motor Stirling.....	82
Figura 5.36 Disco parabólico y sus elementos	84
Figura 5.37 Esquema de funcionamiento de una central termosolar de tipo CCP	86
Figura 5.38 Principales partes de una turbina a vapor.....	86
Figura 5.39 Esquema general de funcionamiento de una central termosolar de tipo Torre.....	88

Figura 6.1 <i>Detalle 1 de la ubicación de la planta termosolar</i>	95
Figura 6.2 <i>Horas de Sol anuales en la ciudad de Calama</i>	98
Figura 6.3 <i>Radiación solar normal directa en emplazamiento seleccionado</i>	99
Figura 6.4 <i>Presentación de tecnologías disponibles en SAM</i>	102
Figura 6.5 <i>Datos de la localización de la central termosolar de tipo Torre en simulación</i>	104
Figura 6.6 <i>Datos de potencia, múltiplo solar y horas de almacenamiento térmico</i>	105
Figura 6.7 <i>Propiedades de los helióstatos y área total del campo</i>	105
Figura 6.8 <i>Distribución del campo de helióstatos y número de ello</i>	106
Figura 6.9 <i>Parámetros del sistema de almacenamiento</i>	106
Figura 6.10 <i>Características del colector seleccionado</i>	106
Figura 6.11 <i>Condiciones del campo de colectores y fluido de trabajo</i>	107
Figura 6.12 <i>Descripción de un campo de Colectores Cilíndrico Parabólicos</i>	107
Figura 6.13 <i>Características de almacenamiento térmico</i>	108
Figura 9.1 <i>Clasificación de residuos según origen y riesgo</i>	155
Figura 9.2 <i>Clasificación de residuos según su tipo y su color correspondiente</i>	156
Figura 9.3 <i>Clasificación de los residuos según su peligrosidad</i>	156

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA	Pág
Tabla 1.1 Programación temporal proyecto final de grado	6
Tabla 2.1 Centrales hidroeléctricas en el SIC - Abril 2015.....	12
Tabla 2.2 Potencia instalada de centrales hidráulicas en el SIC	14
Tabla 2.3 Centrales térmicas en Chile con potencias mayores a 50 MW.....	15
Tabla 2.4 Resumen centrales térmicas con potencias mayores a 50 MW	18
Tabla 2.5 Principales centrales eólicas en Chile – año 2016.....	19
Tabla 2.6 Centrales solares fotovoltaicas en Chile al 04-05-2015.....	20
Tabla 2.7 Potencia centrales eólicas y solares FV	22
Tabla 3.1 Distribución de energía eléctrica en Chile año 2016.....	27
Tabla 3.2 Generación y demanda de energía - Agosto 2015.....	27
Tabla 3.3 Generación y demanda de energía - Agosto 2016.....	28
Tabla 3.4 Recursos energéticos en Chile	30
Tabla 3.5 Potencial eólico disponible y cartera de proyectos año 2014	33
Tabla 3.6 Potencial solar en sistema FV al año 2014	35
Tabla 3.7 Potencial solar en sistema CSP al año 2014	36
Tabla 3.8 Potencial hídrico al año 2014.....	38
Tabla 3.9 Potencial según recurso natural en Chile al 2014	39
Tabla 4.1 Emisiones de CO ₂ en principales centrales generadoras.....	47
Tabla 4.2 Costos de desarrollo por tecnología en Chile	48
Tabla 5.1 Radiación solar en ciertos países	56
Tabla 5.2 Centrales termosolares a nivel mundial	58
Tabla 5.3 Condiciones de operación en algunos receptores	79
Tabla 5.4 Recursos para almacenar energía mediante calor sensible	89
Tabla 5.5 Recursos para almacenar energía mediante calor latente	89
Tabla 5.6 Recursos para almacenar energía mediante proceso termo-químico	89
Tabla 5.7 Comparativa de tecnologías termosolares de alta temperatura.....	90
Tabla 5.8 Factores económicos y funcionales de centrales termosolares de tipo CCP y Torre	90
Tabla 6.1 Radiación solar en la ubicación de la central	97
Tabla 6.2 Horas anuales de Sol en la ubicación escogida	97
Tabla 6.3 Detalles de factores de importancia de la ubicación geográfica para la central en estudio.....	99
Tabla 6.4 Resultado de inversión según referencia [1]central de torre.....	100
Tabla 6.5 Resultado de inversión según referencia [1]central de CCP	100
Tabla 6.6 Resultado de inversión según datos Tabla 4.2 – Chile	100
Tabla 6.7 Resultado inversión sistema CCP sin almacenamiento térmico.....	101
Tabla 6.8 Resultado inversión sistema CCP con almacenamiento térmico.....	101
Tabla 6.9 Resultado inversión sistema de torre sin almacenamiento térmico.....	101
Tabla 6.10 Resultado inversión sistema de torre con 11 horas de almacenamiento térmico.....	101
Tabla 6.11 Parámetros iniciales central de torre para SAM.....	103
Tabla 6.12 Parámetros iniciales central de CCP para SAM.....	104
Tabla 6.13 Antecedentes de equipos y procesos central tipo Torre.....	109
Tabla 6.14 Antecedentes de equipos y procesos central tipo CCP	109
Tabla 6.15 Costos para central de receptor central de torre	110
Tabla 6.16 Costos para central de colectores cilíndrico parabólicos.....	111
Tabla 6.17 Cálculo inversión central de Torre de 10 MWe y 10 horas de A.T.	111
Tabla 6.18 Cálculo inversión central de CCP de 10 MWe y 10 horas de A.T.	112

Tabla 6.19 <i>Resultados de inversión de las centrales termosolares en estudio</i>	112
Tabla 6.20 <i>Resultados de inversión para 6 horas de A.T.</i>	113
Tabla 6.21 <i>Impuesto a las utilidades/beneficio en empresas</i>	120
Tabla 6.22 <i>Potencias de estudio según tecnología</i>	122
Tabla 6.23 <i>Valores de potencia firme según estudio</i>	122
Tabla 6.24 <i>Acciones para flujos de caja</i>	122
Tabla 6.25 <i>Resumen de flujo de caja</i>	123
Tabla 6.26 <i>Resultados VAN y TIR para condiciones reales en Chile</i>	124
Tabla 6.27 <i>Resultados VAN y TIR según variación indicada por IRENA</i>	124
Tabla 6.28 <i>Resultados VAN y TIR de las CSP considerando un aumento de precio en venta de energía eléctrica</i>	125
Tabla 7.1 <i>Costos de desarrollo por tecnología en Chile</i>	130
Tabla 7.2 <i>Características de centrales termosolares de CCP y Torre</i>	131
Tabla 7.3 <i>Factores comparativos de las tecnologías estudiadas</i>	132
Tabla 8.1 <i>Estimación de energía producida según fuentes tradicionales y renovables en Chile...</i>	140
Tabla 9.1 <i>Uso de terreno según tecnología solar CSP</i>	143
Tabla 9.2 <i>Impactos positivos y negativos en zonas habitadas cercanas a la planta</i>	144
Tabla 9.3 <i>Posibles impactos en flora y fauna</i>	145
Tabla 9.4 <i>Consumo de agua según tecnología de generación</i>	146
Tabla 9.5 <i>Consumo de agua con sistema húmedo centrales termosolar v/s térmicas</i>	147
Tabla 9.6 <i>Consumo de agua con sistema seco centrales termosolar v/s térmicas</i>	147
Tabla 9.7 <i>Expectativas mundiales del consumo de agua según tecnología de generación</i>	148
Tabla 9.8 <i>Emisiones de CO₂ de centrales CSP y dos clásicas térmicas</i>	152
Tabla 9.9 <i>Resultados de emisiones de CO₂ según centrales consideradas para el estudio</i>	152
Tabla 9.10 <i>Residuos tecnología CCP</i>	153
Tabla 9.11 <i>Residuos tecnología Torre</i>	153
Tabla 9.12 <i>Energía anual generada centrales de 50 MW</i>	154
Tabla 9.13 <i>Residuos central de Torre</i>	154
Tabla 9.14 <i>Residuos central de CCP</i>	154
Tabla 9.15 <i>Empresas de reciclaje en Chile</i>	157

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO	Pág
Gráfico 2.1 Centrales hidráulicas en el SIC con su participación en porcentaje – Abril 2015	14
Gráfico 2.2 Participación en porcentajes de los diferentes tipos de centrales térmicas	18
Gráfico 2.3 Principales plantas ERNC en Chile 2015-2016 con su participación en porcentaje....	22
Gráfico 3.1 Matriz energética Chile y el mundo	25
Gráfico 3.2 Distribución de la potencia eléctrica instalada en Chile (año 2016)	26
Gráfico 3.3 Estadística de proyectos de energía eléctrica en Chile	29
Gráfico 3.4 Rendimiento de aerogeneradores – CP	32
Gráfico 3.5 Potencial de recursos renovables en Chile expresados en %.....	39
Gráfico 5.1 Potencia mundial instalada de energía termosolar en países pioneros	57
Gráfico 5.2 Países con plantas termosolares.....	58
Gráfico 5.3 Participación de países con centrales termosolares expresado en % de potencia instalada.....	59
Gráfico 5.4 Pérdidas y rendimiento de un disco parabólico según prototipo EuroDish	84
Gráfico 6.1 Inversiones de centrales de Torre en USD\$	114
Gráfico 6.2 Inversiones de centrales de CCP en USD\$.....	114
Gráfico 6.3 Segmentos de inversión en % para la central de Torre 50 MWe – 10 horas de A.T... 114	114
Gráfico 6.4 Segmentos de inversión en % para la central de Torre 50 MWe – 15 horas de A.T... 115	115
Gráfico 6.5 Segmentos de inversión en % para la central de CCP 50 MWe – 10 horas de A.T. ... 115	115
Gráfico 6.6 Segmentos de inversión en % para la central de CCP 50 MWe – 15 horas de A.T. ... 115	115
Gráfico 6.7 Inversión para central de CCP y Torre con 6 de A.T.	116
Gráfico 6.8 Comportamiento precio nudo potencia Oct. 1982 a Mayo 2016.....	119
Gráfico 6.9 Comportamiento precio nudo energía Oct. 1982 a Mayo 2016.....	119
Gráfico 6.10 Evolución capacidad instalada y demanda máxima SING [MW]	121
Gráfico 8.1 Distribución de potencia instalada en cada sistema distributivo en Chile	137
Gráfico 8.2 Distribución de potencia instalada en % de cada sistema distributivo en Chile	137
Gráfico 8.3 Distribución potencia total instalada por fuente generadora en Chile.....	138
Gráfico 8.4 Distribución potencia instalada según fuente generadora en Chile	138
Gráfico 8.5 Potencial en recursos naturales de origen renovable disponibles en Chile.....	139
Gráfico 9.1 Principales materiales para la construcción de algunas centrales de energía.....	149
Gráfico 9.2 Emisiones promedio de CO ₂ de centrales CSP y dos clásicas térmicas	152
Gráfico 9.3 Residuos de una central de Torre de 100 MW, expresados en % en peso	154
Gráfico 9.4 Residuos de una central de CCP de 100 MW, expresados en % en peso.....	155

ÍNDICE DE FOTOGRAFÍAS

FOTOGRAFÍA	Pág
Fotografía 6.1 <i>Detalle 2 de la ubicación de la planta termosolar.....</i>	96
Fotografía 6.2 <i>Detalle 3 de la ubicación de la planta termosolar.....</i>	96
Fotografía 6.3 <i>Cercanía del emplazamiento de la central con la ciudad de Calama</i>	98
Fotografía 6.4 <i>Cercanía de Antofagasta con emplazamiento de la central</i>	103

1.- INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS DEL TRABAJO

1.- INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS DEL TRABAJO

1.1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad existen varios tipos de tecnologías para generar electricidad a través de la energía solar, donde destacan la tecnología fotovoltaica y la termosolar recientemente. Se trata de dos conceptos que aprovechan el Sol como fuente de energía, pero que son diferentes en cuanto a su capacidad de gestión y su adaptación a la demanda. Junto con lo anterior, la energía solar es una fuente de energía inagotable, que cumple con los criterios de ser compatible con el medio ambiente y de equitativo acceso, por lo demás muy poco aprovechada en la actualidad.

En la década de los 80 la energía solar termoeléctrica tuvo grandes avances debido a la crisis de la época lo que impulsó el desarrollo de ésta a gran velocidad permitiendo de esta forma en el siglo XXI comenzar con esta tecnología como un medio comercial para la generación de energía eléctrica y otras necesidades. España y Estados Unidos fueron piezas claves en el desarrollo de la energía termosolar y actualmente ambas naciones poseen las centrales de mayores potencias instaladas de este tipo a nivel mundial lo que los lleva a hacer los referentes en este ámbito energético.

La energía termosolar se clasifica dentro de tres grupos que dependen de la temperatura de operación, es decir, está la tecnología de baja temperatura ($T^a < 90\text{ }^\circ\text{C}$), media temperatura ($90\text{ }^\circ\text{C} < T^a < 400\text{ }^\circ\text{C}$) y los sistemas de alta temperatura ($T^a > 400\text{ }^\circ\text{C}$). Para emplear estas condiciones existen distintos elementos para concentrar la radiación solar y poder generar los valores de temperatura antes expresados siendo estos sistemas más complejos en los dos últimos métodos debido a sus elevadas cifras. Debido a eso, el primer método emplea los llamados colectores solares, los cuales concentran la radiación sobre una superficie llamada cuerpo negro, donde se le transfiere más tarde ésta energía a un fluido caloportador. En la tecnología de media temperatura se emplean los colectores cilíndrico parabólicos y para la innovación de elevados índices de temperatura se concentra la radiación mediante centrales de torre, discos parabólicos, sistemas Fresnel. Es por lo anterior que al estar separados los sistemas termosolar satisfacen distintas necesidades debido a su modo de operación. Ante ello el método de menor temperatura es empleado para calefaccionar viviendas, climatización de piscinas, generar agua caliente sanitaria, entre otras, y las otras dos innovaciones son utilizadas para generar vapor de procesos y la finalidad más deseada es para la producción de electricidad bajo un sistema de ciclo de vapor. En la actualidad, con respecto a las últimas dos técnicas antes analizadas hay una potencia instalada de más de 4 GW a nivel mundial, de los cuales 3.370 MW se distribuyen en plantas cilindroparabólicas y 538 MW en plantas de torre termosolar [30]. Esto hace referencia que las instalaciones termosolares a gran escala apuntan mucho a la generación de electricidad y el fin de las grandes naciones es poder emplear este medio para satisfacer la necesidad energética de su entorno para evitar seguir generando electricidad bajo formas tradicionales como el uso de combustibles fósiles, los cuales producen un gran impacto en el medio y no así éstas instalaciones solares.

Relacionado con lo antes dicho, la técnica de producir energía eléctrica con plantas termosolares trae la ventaja que pueden ser instalaciones híbridadas con sistemas tradicionales (Ciclo térmico combinado, diésel, etc.) pudiendo enfrentar los bajos índices de radiación normal directa ya que son centrales que operan con ésta radiación para poder concretarla y transferirla al fluido de trabajo.

Según lo antes argumentado es que la tecnología termosolar tiene gran relevancia en la actualidad frente a las demás formas de producir energía para distintas necesidades, es por ello que escoger un lugar con las condiciones óptimas es fundamental, es decir, que aquella región posea elevados índices de radiación solar normal directa si la finalidad es producir electricidad. Para ello un lugar que cumple con ese requisito es el desierto de Chile, ubicado al norte de la nación que colinda con Perú, Bolivia y Argentina. Esta región de Chile es considerada uno de los lugares con mayor radiación solar a nivel mundial y el recurso solar aquí es abundante para emplear sistemas que aprovechen este recurso ya que hasta el presente son básicamente sistemas fotovoltaicos.

A causa de lo anterior el presente documento estudiará las centrales de energía termosolar para poder realizar un análisis comparativo de cómo son éstas frente a las demás instalaciones tradicionales en Chile bajo distintos criterios, como pueden ser factores económicos, de demanda, rangos de potencia, tecnologías, entre otros. Para ello se realizará un estudio de las principales centrales del país, los potenciales renovables existentes para emplear tecnologías renovables y más aún la importancia del potencial solar, también se analizará la situación energética actual en Chile para determinar en qué condiciones esta la matriz energética y poder observar su comportamiento. Con la ayuda de varias investigaciones relacionadas al tema central la idea es llegar a determinar qué tan competitivas son las centrales termosolares en Chile frente a las tradicionales estudiadas, además del impacto ambiental de éstas y su escenario de rentabilidad como generadoras de electricidad.



Figura 1.1 Central termosolar de tipo Torre. [43]

1.2 MOTIVACIONES

Dentro de las motivaciones que llevan al autor a realizar este documento de estudio es para conocer la importancia de las energías renovables en Chile y como se pueden aprovechar mediante las tecnologías actuales. En el caso del recurso solar para Chile que tiene gran presencia en el norte la idea es conocer como una planta termosolar podría ser beneficiosa para el país y que impacto tiene frente a las centrales tradicionales como son las termoeléctricas de ciertas tecnologías y las grandes hidroeléctricas. En base a eso, también la motivación por realizar el presente trabajo es demostrar que las tecnologías no tradicionales son necesarias en la actualidad para dar un giro a la forma cotidiana de producir energía tanto en Chile como en el mundo, de este modo prevenir contaminaciones como las emisiones de CO₂ de forma excesiva mediante las plantas de generación eléctrica que emplean combustibles fósiles. Es por ello que el incentivo del autor es comprender como las tecnologías del hoy están teniendo un despegue y pueden ser pioneras en Chile como fuentes de sustentación y cubridoras de la demanda eléctrica, de esta forma aprovechar los potenciales disponibles que existen en el territorio nacional lo que es algo indispensable para el futuro energético del país.

1.3 DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA

En la actualidad tanto a mundial como nacional es fundamental utilizar de manera correcta los recursos que no son renovables y aprovechar de la manera más eficiente los renovables para generar potenciales que aporten a las necesidades según el área de aplicación.

El problema detectado para llevar a cabo esta investigación es el mal uso de la energía eléctrica y

los potenciales naturales que se poseen en el territorio chileno ya que debido a la demanda impuesta por la sociedad cada vez es mayor lo que se necesita para satisfacer las necesidades de los usuarios. Ante eso, Chile cuenta con grandes potenciales renovables de los cuales podría generar energía eléctrica suficiente para cubrir la demanda exigida a lo largo de un año, como es el caso del potencial hidráulico, eólico y principalmente solar en el norte del país. Para ello contar con energías limpias es fundamental en estos años debido al impacto que causan las demás generadoras de energía eléctrica convencionales, como, por ejemplo, la energía generada por medio de combustibles fósiles, la cual proporciona grandes daños al medio y finalmente eso es lo que se quiere evitar al contar con energías limpias. Es por eso que lo fundamental de este estudio y problema detectado es poder investigar y lograr concluir que tan competitivas son las centrales solares de tecnología termosolares ante las centrales tradicionales que hay en el país actualmente o que necesitan éstas para ello en base a sus tecnologías de funcionamiento. A causa de esto, proporcionar datos comparativos que lleven a esa conclusión finalmente, para así comprender que las centrales no convencionales si son necesarias y es factible contar con ellas a largo plazo en mayor cantidad para dar un giro en la generación de energía eléctrica a nivel nacional con el fin de no ser un país dependiente de combustibles fósiles.

1.4 OBJETIVOS

Los objetivos del presente documento buscan englobar lo que se realizará durante el estudio y para ello éstos se concentran en dos partes como las presentadas a continuación.

1.4.1 Objetivo general

- Estudiar las centrales de energía termosolar y realizar comparaciones con las instalaciones tradicionales de generación de energía eléctrica en Chile para percibir que las energías renovables son necesarias en el período actual y competitivas frente a las instalaciones tradicionales de generación de energía eléctrica.

1.4.2 Objetivos específicos

- Conocer las principales centrales de generación de energía eléctrica en Chile y su aporte al sistema de distribución de energía en conjunto con otras.
- Percibir las ventajas y desventajas de las centrales de energía renovables no convencionales y las tradicionales en Chile.
- Analizar detalladamente las centrales termosolares y aspectos relacionados con ellas.
- Determinar qué tan competitivas son las centrales de tecnología termosolar ante las instalaciones tradicionales según rangos de potencia, tecnologías empleadas para generar energía eléctrica y factores económicos.
- Identificar el impacto ambiental de cada una de las plantas características de la investigación y realizar comparación en base a esa referencia.

1.5 PROGRAMACIÓN TEMPORAL DEL TRABAJO

La programación temporal de este documento de estudio busca expresar y abordar los contenidos por orden para ir evaluando los temas por separado y a la vez cumpliendo con éstos en los plazos correspondientes, de tal manera de llegar a un fin positivo. Es por ello que es necesario contar con una estructura de desarrollo la cual impone un orden en base a los subtemas analizados lo que permite acotar los estudios no fundamentales y dedicar más tiempo a los temas de relevancia para la memoria. Para ello la programación temporal se describe a continuación presentando la actividad a desarrollar en forma general por cada capítulo y la duración en semanas y días con sus respectivas fechas aproximadas de elaboración.

Nota: Dentro de la programación se consideró la mitad de una semana como 3 días.

<i>Anexo</i>	<i>Descripción</i>	<i>Actividad</i>	<i>Tiempo Estimado (Semanas)</i>	<i>Tiempo Estimado (días)</i>	<i>Fecha</i>
Capítulo 1	Introducción y objetivos del trabajo	Introducir al tema central y área de investigación.	1	7	15-08-2016 21-08-2016
Capítulo 2	Introducción a los tipos de centrales de energía eléctrica en Chile	Reunir información de las principales centrales operativas en Chile y conocer la potencia instalada que poseen como los tipos de tecnologías.	2	14	22-08-2016 04-09-2016
Capítulo 3	Situación energética actual en Chile	Estudiar y reunir información de la situación energética actual en Chile y los recursos renovables disponibles.	2	14	05-09-2016 18-09-2016
Capítulo 4	Comparación de las centrales de energía convencionales y las centrales renovables	Evaluar las ventajas y desventajas de las centrales estudiadas en el capítulo 2 y futuros. También conocer costos asociados a cada instalación.	1	7	19-09-2016 25-09-2016
Capítulo 5	Centrales Termosolares	Conocer las centrales termosolares, describir sus tecnologías, rangos de potencia, principales centrales a nivel nacional, entre otros factores correspondientes al tema.	3	21	26-09-2016 16-10-2016
Capítulo 6	Simulación, análisis de inversión y estudio económico de una central termosolar	Evaluación económica de una central termosolar en su instalación y análisis de rentabilidad en Chile según distintos escenarios.	2	14	17-10-2016 30-10-2016
Capítulo 7	Inspección y análisis de factores en centrales termosolares y tradicionales	Respaldar antecedentes de estudios realizados anteriormente en base a otras fuentes. También abordar información en base al funcionamiento de las centrales consideradas.	1,5	10	31-10-2016 09-11-2016
Capítulo 8	Comparación en la generación según los recursos energéticos disponibles	Realizar estudio comparativo de las centrales estudiadas en varios aspectos según los recursos disponibles para la generación de energía.	1	7	10-11-2016 16-11-2016

Capítulo 9	Estudio de impacto ambiental	Estudiar distintos aspectos del impacto ambiental que podrían generar las centrales termosolares en Chile frente a las plantas tradicionales como temas relacionados con impacto ecológico, residuos, emisiones CO₂, etc.	1	7	17-12-2016 23-11-2016
Capítulo 10	Conclusiones	Analizar resultados obtenidos en todos los estudios importantes desarrollados y concluir en base éstos. Además, mencionar posibles visiones futuras de estudio y opiniones personales.	1,5	10	24-11-2016 03-12-2016
Capítulo 11	Bibliografía	Entregar antecedentes de las fuentes necesarias para llevar a cabo el estudio.	0,5	3	04-12-2016 06-12-2016
TOTAL			16,5	114	

Tabla 1.1 Programación temporal proyecto final de grado

2.- INTRODUCCIÓN A LOS PRINCIPALES TIPOS DE CENTRALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CHILE

2.- INTRODUCCIÓN A LOS PRINCIPALES TIPOS DE CENTRALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CHILE

Introducción.- Chile cuenta con una variada cantidad de centrales generadoras de energía eléctrica debido a que posee distintos potenciales para ello. Dentro de los recursos más empleados son, recurso hídrico aprovechado mediante centrales hidroeléctricas, combustibles fósiles empleado en centrales térmicas de distintas tecnologías y en la actualidad se están implementando centrales de energía renovable no convencional como las plantas eólicas, centrales de biomasa, plantas solares de tecnología fotovoltaica y recientemente centrales termosolares, etc. Así, el presente capítulo evaluará lo antes mencionado presentando los tipos de centrales y algunas de ellas operativas en Chile.

2.1 CENTRALES HIDRÁULICAS

Tipos de centrales consideradas como de energía renovable donde emplean la energía potencial proveniente del agua para generar energía eléctrica mediante un proceso interno y elementos rotatorio conocidos como turbinas, los cuales están unidos a generadores eléctricos. Estas centrales presentan un buen rendimiento y son de larga vida de operación según el recurso hidráulico disponible en el lugar. Debido a lo mismo dentro de Chile operan principalmente en la zona centro sur del país que es donde se cuenta con la mayor presencia de ríos, así con estas instalaciones se alimenta el Sistema Central Interconectado (SIC) en conjunto con las plantas térmicas, donde el SIC es un sistema de distribución que opera desde la ciudad de Taltal hasta la Isla Grande de Chiloé distribuyendo la energía eléctrica generada por las distintas fuentes a las ciudades del tramo correspondiente.

2.1.1 Tipos de centrales hidráulicas

- Central de pasada: Categoría de central que opera mediante un flujo constante de agua y que rápidamente este se retorna al río o lugar de extracción. Este tipo de central puede emplear turbinas del tipo vertical cuando el flujo es alto y horizontal cuando el flujo de agua es menor.
- Central de embalse o represa: Tipo de central hidráulica usada con mayor frecuencia y potencia de generación, la cual opera mediante una presa que almacena cierto volumen de agua para luego ser conducido hasta una turbina conectada a un generador eléctrico rotatorio.
- Centrales de regulación: Son centrales donde se almacena agua en embalses por un periodo prolongado y operan dependiendo de la demanda controlando su capacidad de producción.
- Centrales de bombeo: Sistema de generación mediante almacenaje de agua en menor cantidad la cual es bombeada mediante bombas desde una menor altura a un embalse para luego ser utilizada por una cierta cantidad de elementos rotatorios que generan la electricidad.

Así como se clasifican las centrales hidráulicas según su forma de producción de electricidad también ocurre otro tipo de clasificación que es según la altura de caída del agua.

- Centrales de alta presión: Son centrales con gran altura donde operan a más de 200 m de desnivel en su caída de agua y que suelen equiparse con turbinas Pelton.
- Centrales de media presión: Son las centrales con un desnivel de 20 a 200 m, siendo dominante el uso de turbinas Francis, aunque también se pueden emplear turbinas Kaplan dependiendo del caudal.
- Centrales de baja presión: Estas corresponden a las de baja altura y son centrales con desniveles de agua de menos de 20 m que habitualmente utilizan turbinas Kaplan.

2.1.2 Centrales hidráulicas en Chile

Dentro de la generación eléctrica mediante el recurso hidráulico en Chile hay en la actualidad al 16-06-2016 una potencia instalada de 6.555,44 MW ocupando un 31,72% de la potencia total eléctrica

instalada en Chile que es 20.663 MW. Dentro de este tipo de centrales las más empleadas son las de embalse o represa generando una potencia de 3.393,43 MW, luego se posicionan las de pasada con una potencia de 2.604,88 MW y finalmente las de mini pasada con una generación de 557,13 MW, [29].

Dentro de las principales centrales hidráulicas encontradas en el SIC hasta abril del 2015 se presentan las siguientes por la Tabla 2.1.

Nº	NOMBRE CENTRAL	PROPIETARIO	AÑO PUESTA EN MARCHA	REGIÓN	TIPO	POTENCIA NETA [MW]
1	Florida	ELÉCTRICA PUNTILLA S.A.	1909	Metropolitana	Pasada	28,4
2	Sauce Andes	GEN. SAUCE LOS ANDES	1909	Valparaíso	Pasada	1,4
3	Maitenes	AES GENER S.A.	1923	Metropolitana	Pasada	30,9
4	Queltehues	AES GENER S.A.	1928	Metropolitana	Pasada	48,9
5	Los Morros	LOS MORROS	1930	Metropolitana	Pasada	3,1
6	Los Quilos	COLBÚN S.A.	1943	Valparaíso	Pasada	39,8
7	Carena	INDUSTRIAL S.A.	1943	Metropolitana	Pasada	8,4
8	Volcán	AES GENER S.A.	1944	Metropolitana	Pasada	13,0
9	Pilmaiquén	PUYEHUE S.A	1944	De los Ríos	Pasada	40,7
10	Sauzal	ENDESA	1948	Gral. Bdo O'higgins	Pasada	76,5
11	Abanico	ENDESA	1948	Del Biobio	Pasada	135,6
12	Los Molles	ENDESA	1952	Coquimbo	Pasada	18,0
13	Cipreses	ENDESA	1955	Del Maule	Embalse	105,8
14	Sauzalito	ENDESA	1959	Gral. Bdo O'higgins	Pasada	11,9
15	Pullinque	PANGUIPULLI	1962	De los Ríos	Pasada	51,2
16	Isla	ENDESA	1963	Del Maule	Pasada	69,9
17	Rapel	ENDESA	1968	Gral. Bdo O'higgins	Embalse	376,6
18	El Toro	ENDESA	1973	Del Biobio	Embalse	448,7
19	Antuco	ENDESA	1981	Del Biobio	Embalse	319,2
20	Colbún	COLBÚN S.A.	1985	Del Maule	Embalse	472,8
21	Machicura	COLBÚN S.A.	1985	Del Maule	Embalse	94,8
22	Canutillar	COLBÚN S.A.	1990	De los Lagos	Embalse	171,6
23	Alfalfal	AES GENER S.A.	1991	Metropolitana	Pasada	177,6
24	Pehuenche	PEHUENCHE S.A.	1991	Del Maule	Embalse	568,3
25	Blanco	COLBÚN S.A.	1993	Valparaíso	Pasada	52,9
26	Curillinque	PEHUENCHE S.A.	1993	Del Maule	Pasada	91,8
27	Juncal	COLBÚN S.A.	1994	Valparaíso	Pasada	29,1
28	Capullo	ECAPULLO	1995	De los Lagos	Pasada	11,8
29	San Ignacio	COLBÚN S.A.	1996	Del Maule	Pasada	36,9
30	Pangue	ENDESA	1996	Del Biobio	Embalse	465,8
31	Loma Alta	PEHUENCHE S.A.	1997	Del Maule	Pasada	39,9
32	Puntilla	PUNTILLA S.A.	1997	Metropolitana	Pasada	22,1
33	Rucúe	COLBÚN S.A.	1998	Del Biobio	Pasada	178,1
34	Mampil	DUKE ENERGY	2000	Del Biobio	Pasada	54,9
35	Peuchén	DUKE ENERGY	2000	Del Biobio	Pasada	84,9
36	Chacabuquito	COLBÚN S.A.	2002	Valparaíso	Pasada	25,6
37	Ralco	ENDESA	2004	Del Biobio	Embalse	689,0
38	Quilleco	COLBÚN S.A.	2007	Del Biobio	Pasada	70,7
39	Hornitos	RÍO TRANQUILO	2008	Valparaíso	Pasada	60,8
40	Pehui	GENERHOM	2009	De los Ríos	Pasada	1,1
41	Juncalito	COLBÚN S.A.	2010	Valparaíso	Pasada	1,5
42	La Confluencia	LA CONFLUENCIA	2011	Gral. Bdo O'higgins	Pasada	162,8
43	La Higuera	LA HIGUERA	2011	Gral. Bdo O'higgins	Pasada	154,6
44	Chacayes	PACIFICYDRO	2011	Gral. Bdo O'higgins	Pasada	111,7
45	Rucatayo	RUCATAYO	2012	De los Lagos	Pasada	59,3
46	San Andrés	SAN ANDRÉS	2014	Gral. Bdo O'higgins	Pasada	39,9
47	Angostura	COLBÚN S.A.	2014	Del Biobio	Embalse	321,0
POTENCIA HIDROELÉCTRICA INSTALADA DEL SIC [MW]						6.079,3
POTENCIA HIDROELÉCTRICA INSTALADA TOTAL DEL PAÍS [MW]						6.103,0

Tabla 2.1 Centrales hidroeléctricas en el SIC - Abril 2015. [4]

2.1.3 Centrales hidráulicas más empleadas en Chile

Dentro de las centrales hidráulicas más empleadas en Chile se consideran las de embalse y luego las de pasada. En ambos casos se utilizan éstas en la zona centro sur del país debido a la presencia del potencial hídrico en esta región. Esto tiene relación con la Tabla 2.1, la cual hace mención de las instalaciones en el SIC. Las siguientes dos figuras presentan los dos tipos de centrales más empleadas y comentadas anteriormente, donde se aprecian las partes que las conforman y como operan de forma gráfica para producir la energía eléctrica hasta el momento de ser distribuida mediante líneas de alta tensión a subestaciones de localidades y ciudades cercanas.

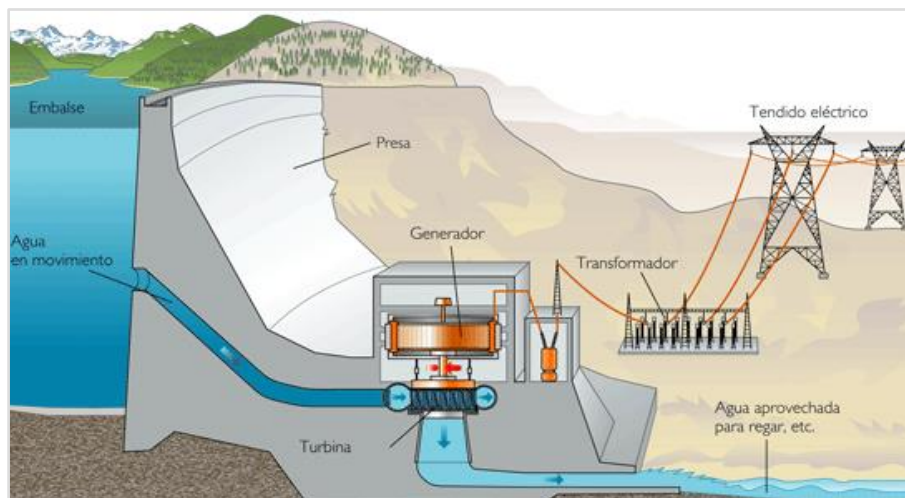


Figura 2.1 Central hidráulica de tipo embalse. [26]

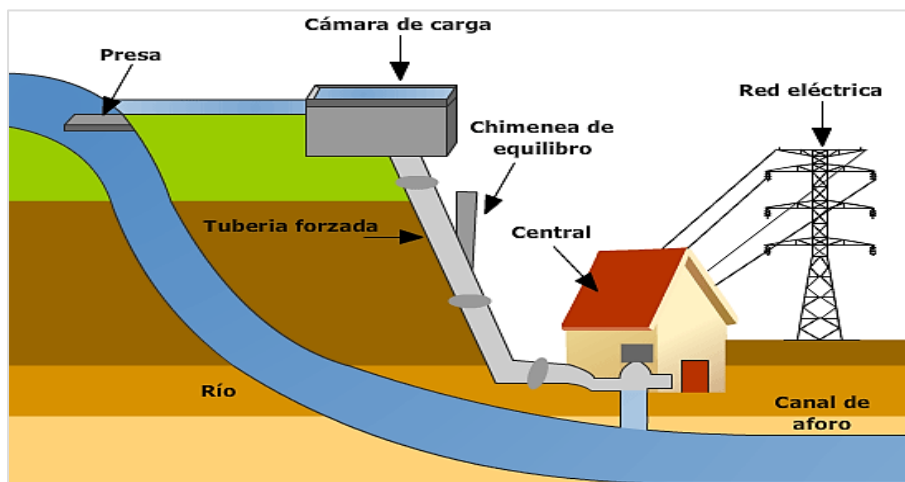


Figura 2.2 Central hidráulica de tipo pasada. [31]

En el caso de ambas Figuras presentadas se observa de forma gráfica como operan las centrales hidráulicas más operativas en Chile. En el caso de las plantas de embalse se consideran para mayor potencia debido a la cantidad de caudal que pueden usar para trabajar y las instalaciones de pasada operan con un volumen de trabajo menor, que en este caso el agua retorna de inmediato a la fuente de extracción que principalmente son ríos.

2.1.4 Potencia eléctrica instalada de las principales plantas hidráulicas y su participación

Dentro de las dos tecnologías más explotadas en el recurso hídrico en Chile dentro del SIC según la Tabla 2.1 y mencionadas en el punto anterior se detecta que ambos tipos de plantas presentan una participación importante la cual se podrá presenciar en el siguiente Gráfico 2.1 y Tabla 2.2.

Tipo de central hidráulica	Potencia instalada [MW]	Número de plantas
Pasada	2.045,70	36
Embalse	4.033,60	11
Total	6.079,30	47

Tabla 2.2 Potencia instalada de centrales hidráulicas en el SIC. Adaptado de [4]



Gráfico 2.1 Centrales hidráulicas en el SIC con su participación en porcentaje – Abril 2015

Según el Gráfico 2.1 y la Tabla 2.2 se aprecia la potencia instalada por cada tipo de tecnología, el número de plantas y el porcentaje de participación de estas instalaciones como generadoras de electricidad a abril de 2015. Claramente en número de plantas son mayores las centrales hidráulicas de pasada debido a su modo más fácil de construir y por operar con caudales menores lo que es un beneficio para éstas, pero en la potencia instalada lideran las centrales hidráulicas de embalse debido a sus grandes caudales de operación y magnitudes de instalación.

2.2 CENTRALES TERMOELÉCTRICA

Las centrales térmicas son instalaciones que emplean la energía en forma de calor extraído de algún combustible fósil como puede ser el petróleo, fueloil, carbón, entre otros. Por medio de esta energía se generan masas de gases calientes para generar energía eléctrica por medio de un ciclo que usa turbinas de vapor principalmente, donde las masas de gases son utilizadas para generar vapor, el cual posteriormente es empleado en el ciclo antes mencionado.

Para las centrales térmicas se consideran dos grupos, los cuales son las convencionales y las no convencionales ya que las últimas emplean procesos distintos para lograr generar energía térmica con la cual operan en la generación de electricidad posteriormente. Debido a ello, existe un tipo muy conocido de centrales térmicas consideradas de alto rendimiento las que operan con una turbina de gas natural y luego con un ciclo de vapor lo cual las hace denominarse plantas de ciclo combinado. A causa de lo comentado anteriormente se expondrán todos tipos de centrales térmicas a continuación.

2.2.1 Tipos de centrales térmicas

En las centrales térmicas existe una clasificación según su tipo de combustible empleado para la generación de energía eléctrica y ciertos procesos en particular de cada una de ellas.

2.2.1.1 Centrales térmicas clásicas o convencionales

- Centrales térmicas de carbón: Plantas térmicas que usan como combustible el carbón, el cual pueden quemarlo en trozos o pulverizado para inyectarlo en la cámara de combustión del generador de vapor (caldera acuotubular) por medio de un quemador especial que favorece la mezcla con el aire comburente.
- Centrales térmicas de fuel-oil: Tipo de centrales de fuel donde el combustible se calienta hasta que alcanza la fluidez óptima para ser inyectado en los quemadores del generador de calor para realizar los procesos normales de una central térmica.
Dentro de sus características son instalaciones de arranque lento y bajo rendimiento, lo que hace cuestionable su funcionamiento.
- Centrales térmicas de gas natural: Instalaciones que utilizan gas como fluido para generar la transferencia de calor, el cual se calienta utilizando diversos combustibles (gas o petróleo) en hogares especiales donde se realiza la mezcla y combustión.

2.2.1.2 Centrales térmicas no convencionales

- Centrales térmicas de ciclo combinado: Son instalaciones donde existe la unión entre un ciclo de gas y un ciclo de vapor para aprovechar de mejor manera la energía en forma de calor generada en el proceso. Sus componentes esenciales son la turbina de gas, la caldera de recuperación, la turbina de vapor y el condensador.
- Centrales térmicas de combustión de lecho fluidizado: Generadora de electricidad donde el proceso principal y diferenciación consiste en quemar carbón en un lecho de partículas inertes, a través del cual se hace pasar una corriente de aire.
- Centrales térmicas con gasificación de carbón integrada en ciclo combinado (Gicc): Tipo de central que emplean un proceso de gasificación para el carbón, el cual consiste en que se transforma en un gas sintético compuesto principalmente de CO e hidrógeno (H₂).

2.2.2 Centrales térmicas en Chile

Estas tecnologías se encuentran con mayor potencia instalada en el SIC y en el SING (Sistema interconectado norte grande) ya que poseen materias primas para operar en estos sectores. Actualmente Chile cuenta con una numerosa cantidad de estas instalaciones en la zona centro del país y a la vez tanto en el norte como en el sur, pero en menos cantidad. Estas centrales poseen una potencia eléctrica total instalada de más de 12.000 MW al 16-06-2016 como último dato ingresado, siendo el total de la potencia instalada en Chile a la última fecha antes mencionada de 20.663 MW donde éstas ocupando un 57,71% de la cifra a nivel nacional.

Dentro de la distribución de las centrales térmicas se encuentran las centrales térmicas a carbón con una potencia instalada de 4.311,10 MW, las de gas natural con una potencia de 4.511,90 MW y finalmente las centrales que operan con petróleo con una potencia instalada de 3.103,04 MW [29].

La siguiente Tabla 2.3 expone las tecnologías térmicas de distinto método de generación con una potencia mayor a 50 MW que operan a lo largo de todo Chile.

NOMBRE	REGIÓN	TIPO	COMPAÑÍA	AÑO EN MARCHA	POTENCIA [MW]
Ventanas 1	Valparaíso	Carbón	Aes Gener	1964	120,0
Ventanas 2	Valparaíso	Carbón	Aes Gener	1977	220,0
Santa María	Biobío	Carbón	Colbún S.A.	2012	370,0
Nueva Ventanas	Valparaíso	Carbón	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	2010	272,0
Campiche	Valparaíso	Carbón	Empresa Eléctrica Campiche S.A.	2013	272,0
Bocamina II	Biobío	Carbón	Endesa	2012	350,0
Bocamina	Biobío	Carbón	Endesa	1970	130,0
Santa Lidia	Biobío	Petróleo Diesel	Aes Gener	2009	139,0
Los Vientos	Valparaíso	Petróleo Diesel	Aes Gener	2007	132,0
Los Pinos	Biobío	Petróleo Diesel	Colbún S.A.	2009	104,2

TFG: Estudio de centrales de energía termosolar y comparación con las instalaciones tradicionales de generación de energía eléctrica en Chile.

Antihue TG	Los Ríos	Petróleo Diesel	Colbún S.A.	2005	102,5
Yungay	Biobío	Petróleo Diesel	Duke Energy	2007	199,1
Emelda	Atacama	Petróleo Diesel	Emelda S.A.	2010	69,3
Huasco TG	Atacama	Petróleo Diesel	Endesa	1977	58,0
Quintero	Valparaíso	Petróleo Diesel	Endesa	2009	257,0
San Isidro II	Valparaíso	Petróleo Diesel	Endesa	2007	399,0
Trapén	Los Lagos	Petróleo Diesel	Enlasa	2009	81,0
Teno	Maule	Petróleo Diesel	Enlasa	2009	59,0
El Peñón	Coquimbo	Petróleo Diesel	Enlasa	2009	81,0
Diego de Almagro	Atacama	Petróleo Diesel	Enlasa	2009	62,2
Termopacífico	Atacama	Petróleo Diesel	Generadora del Pacífico S.A.	2009	86,5
Central termoeléctrica C.	Atacama	Petróleo Diesel	IC Power	2009	153,0
Central termoeléctrica O.	Coquimbo	Petróleo Diesel	Potencia S.A.	2008	115,2
Nueva Renca	Metropolitana	Petróleo Diesel	Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	1997	379,0
Renca	Metropolitana	Petróleo Diesel	Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	1962	100,0
Colmito	Valparaíso	Petróleo Diesel	IC Power	2008	58,0
Los Espinos	Coquimbo	Petróleo Diesel	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	2009	124,0
Valdivia	Los Ríos	Biomasa - Fuegoil No. 6	Arauco	2004	61,0
Nehuenco	Valparaíso	Gas Natural - Ciclo C.	Colbún S.A.	1998	368,4
Nehuenco 9B	Valparaíso	Gas Natural - Ciclo C.	Colbún S.A.	2002	108,0
Nehuenco II	Valparaíso	Gas Natural - Ciclo C.	Colbún S.A.	2003	398,3
Candelaria	O'Higgins	Gas Natural - Ciclo C.	Colbún S.A.	2005	253,9
San Isidoro	Valparaíso	Gas Natural - Ciclo C.	Endesa	1998	379,0
Taltal 1	Antofagasta	Gas Natural - Ciclo C.	Endesa	2000	123,4
Taltal 2	Antofagasta	Gas Natural - Ciclo C.	Endesa	2000	121,5
Guacolda	Atacama	Carbón - Petcoke	Guacolda S.A.	1995	608,0
Petropower	Biobío	Petcoke	Petropower S.A.	1998	75,0
Andina	Antofagasta	Carbón	Andina S.A.	2011	168,8
Angamos 1	Antofagasta	Carbón	Eléctrica Angamos	2011	272,6
Angamos 2	Antofagasta	Carbón	Empresa Eléctrica Angamos S.A.	2011	272,4
Central termoeléctrica Tarapacá	Tarapacá	Carbón	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	1999	158,0
Tocopilla 12	Antofagasta	Carbón	E-CL	1983	85,3
Tocopilla 13	Antofagasta	Carbón	E-CL	1985	85,5
Tocopilla 14	Antofagasta	Carbón	E-CL	1987	136,4
Tocopilla 15	Antofagasta	Carbón	E-CL	1990	132,4
Mejillones CTM1	Antofagasta	Carbón	E-CL	1995	165,9
Mejillones CTM2	Antofagasta	Carbón	E-CL	1998	175,0
Hornitos	Antofagasta	Carbón	Inversiones Hornitos	2011	170,1
Norgener 2	Antofagasta	Carbón	Norgener S.A.	1995	141,0
Norgener 1	Antofagasta	Carbón	Norgener S.A.	1995	136,3
Mejillones CTM3	Antofagasta	Gas Natural - Ciclo C.	E-CL	2000	250,8
Tocopilla 16	Antofagasta	Gas Natural - Ciclo C.	E-CL	2001	400,0
Atacama 2	Antofagasta	Gas Natural - Ciclo C.	GasAtacama	1999	384,7
Atacama 1	Antofagasta	Gas Natural - Ciclo C.	GasAtacama	1999	395,9
Central termoeléctrica Diesel Tamaya	Antofagasta	Fueloil No. 6	E-CL	2009	103,7
TOTAL POTENCIA INSTALADA					10.624,3

Tabla 2.3 Centrales térmicas en Chile con potencias mayores a 50 MW. Adaptado de [28]

Según la Tabla 2.3 antes expuesta donde se observan las centrales térmicas de distinta tecnología se aprecia que en total tienen una potencia instalada de 10.624,3 MW. Adaptado de [28], lo cual significa un valor bastante relevante para toda la potencia instalada en Chile que al 2016 bordea los 21.000 MW. Esto da por entendido que las centrales térmicas ocupan gran parte del campo generativo de electricidad en el país.

2.2.3 Instalaciones térmicas más empleadas en Chile

De las plantas térmicas presentadas en la tabla anterior las más utilizadas son las de tecnología de carbón, petróleo diésel y las de gas natural ciclo combinado. Esto hace referencia a una forma de producir energía eléctrica principalmente con gran presencia de estas fuentes en Chile debido a sus

costos más bajos frente a otras tecnologías. Relacionado a lo mismo, las siguientes dos figuras presentan el esquema en forma general de una central térmica a carbón y de ciclo combinado. En el caso de las centrales a petróleo diésel se considera un esquema similar a las de carbón con la diferencia que operan con un quemador externo para retirar la energía en forma de calor de este recurso fósil.

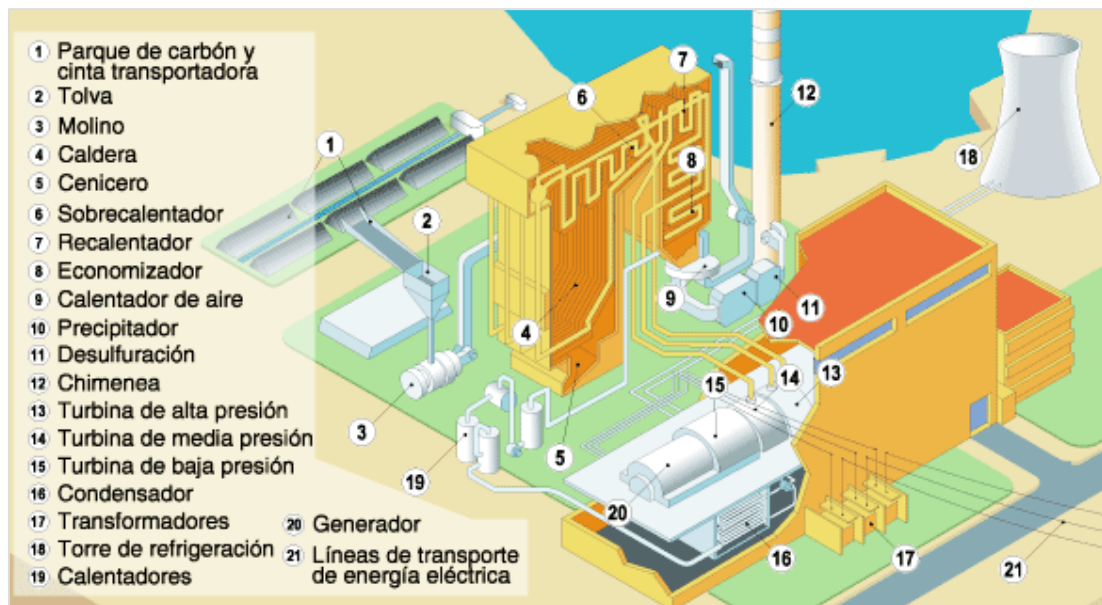


Figura 2.3 Central térmica de tecnología a carbón. [27]

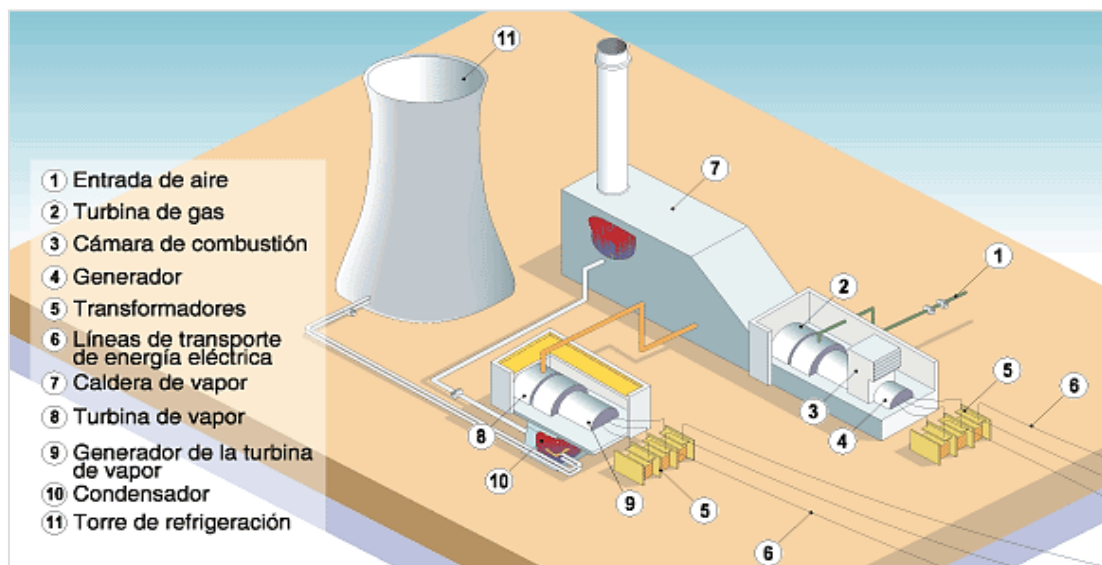


Figura 2.4 Central térmica de tecnología ciclo combinado. [27]

De las Figuras 2.3 y 2.4 antes presentadas se observa de forma clara el esquema de dos de las plantas térmicas más operativas en Chile para la generación de energía eléctrica. Sobre lo mismo se puede visualizar cada esquema donde se detallan los componentes que conforman las distintas instalaciones para operar. En el caso de las centrales de ciclo combinado se aprecia menor cantidad de componentes que una instalación a carbón lo que entre otros factores hace que sean centrales de muy buena consideración (ejemplo: rendimiento superior a 55%).

2.2.4 Participación de las centrales térmicas más empleadas

Dentro de las centrales térmicas más utilizadas se consideran las de carbón, gas natural ciclo

combinado y petróleo diésel. Para ello en la siguiente Tabla 2.4 se consideran las instalaciones operativas en Chile con una potencia mayor a 50 MW y relacionado a lo mismo el comportamiento en cuanto a la participación porcentual de éstas viéndose reflejado en el próximo gráfico.

Tipo de central térmica	Potencia instalada [MW]	Número de plantas
Carbón	3.833,70	20
Gas Natural - Ciclo C.	3.183,90	10
Petróleo Diésel	2.759,00	20
Biomasa- Fueloil Nº. 6	61,00	1
Carbón - Petcoke	608,00	1
Petcoke	75,00	1
Fueloil Nº. 6	103,70	2
Total	10.624,30	55

Tabla 2.4 Resumen centrales térmicas con potencias mayores a 50 MW. Adaptado de [28]

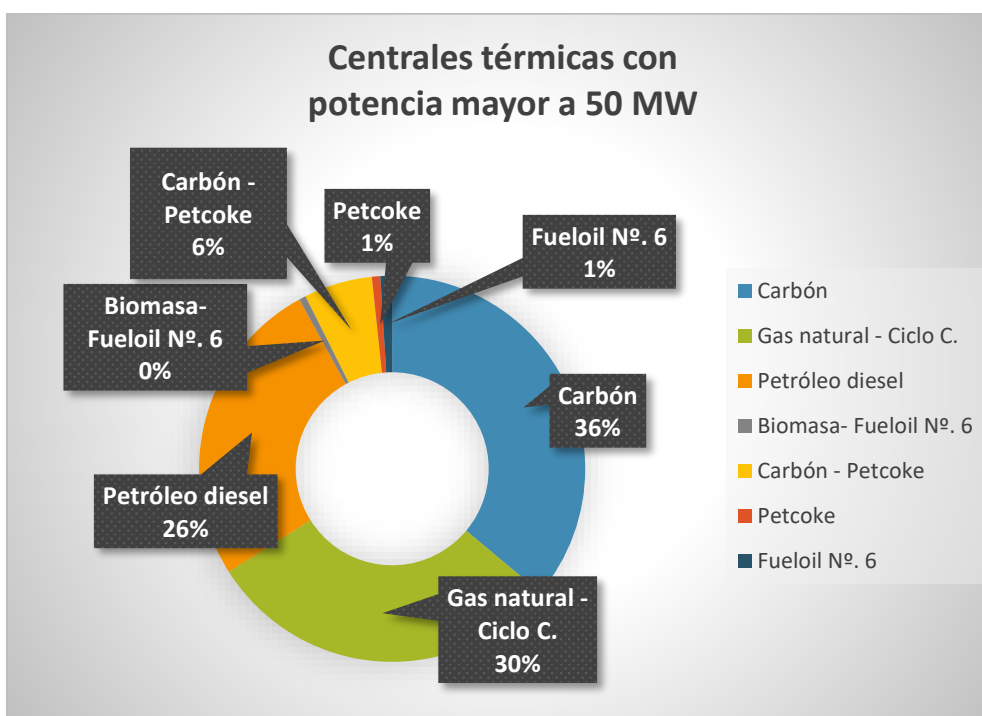


Gráfico 2.2 Participación en porcentajes de los diferentes tipos de centrales térmicas

En base a la Tabla 2.4 se detecta una potencia instalada de 3.833,7 MW en las centrales térmicas a carbón, 3.183,9 MW en las plantas de ciclo combinado y 2.759,0 MW para las instalaciones a petróleo diésel. Claramente estos tres tipos de generadoras tienen el mayor número de plantas térmicas operativas, pero es de suma importancia mencionar que las plantas de ciclo combinado a pesar de solo contar con 10 plantas alcanzan una potencia muy cercana a las de carbón. Esto se debe al buen aprovechamiento de la energía en esta tecnología, lo que lleva a que tengan un rendimiento superior al 55% y con menos índices de contaminación.

La participación está muy clara en el Gráfico 2.2 donde las tres instalaciones antes mencionadas ocupan un gran campo en la generación de electricidad en los distintos sistemas de distribución de energía en Chile, donde dicho tema será expuesto en los próximos capítulos del estudio.

2.3 CENTRALES RENOVABLES NO CONVENCIONALES (ERNC)

A diferencia de las plantas de energía que operan con combustibles fósiles, las centrales de energías renovables se caracterizan porque en sus procesos de transformación y aprovechamiento de energía útil, ésta no se consume ni se agota en una escala humana y entre las instalaciones ERNC están, las hidráulicas de pasada, la solar, la eólica y la de los océanos. Además, dependiendo de su forma de explotar los recursos, también pueden ser catalogadas como renovables las centrales geotérmicas, plantas de biomasa, instalaciones de biocombustibles, etc. De esta forma todas se diferencian en su modo de funcionamiento el cual es descrito a continuación para cada una de ellas.

2.3.1 Tipos de centrales ERNC

- Central eólica: Plantas que emplean la energía cinética del viento para generar electricidad mediante torres de gran altura y elementos rotatorios especiales (Aerogeneradores).
- Central geotérmica: Instalación que emplea la energía proveniente de la tierra para generar electricidad por medio de un circuito cerrado de vapor de cañerías conectadas a un yacimiento.
- Centrales hidráulicas: Centrales que emplean la energía potencial y cinética del agua para poder generar electricidad por medio de distintas clases de turbinas.
- Centrales solares: Dentro de ellas están las centrales termosolares y fotovoltaicas, las cuales emplean el recurso solar para generar electricidad mediante sus respectivas tecnologías de funcionamiento. Las fotovoltaicas emplean el efecto fotoeléctrico mediante celdas y las termosolares emplean sistemas de transferencia de calor para generar electricidad con un ciclo de vapor donde concentran la radiación solar directa mediante elementos especializados.
- Centrales de biomasa / biocombustible: Son instalaciones que utilizan desechos orgánicos para generar electricidad. De igual forma de estos desechos generan biocombustibles para la generación eléctrica donde emplean los gases generados en la descomposición orgánica.
- Centrales mareomotrices: Tipos de centrales que realizan el aprovechamiento de la energía de movimiento del mar para generar energía eléctrica mediante equipos especiales.

2.3.2 Principales centrales ERNC en Chile

Dentro de las energías renovables consideradas en este subcapítulo se presentan las centrales eólicas (908,71 MW) y sistemas FV (805,89 MW) las cuales juntas generan una potencia instalada de 1.714,6 MW. Estas ocupan un 8,29 % de la potencia total instalada que es 20.663 MW a nivel nacional. Además, cabe mencionar que dentro de las energías renovables están consideradas las mini centrales hidráulicas de pasada y centrales de biomasa, por lo que agregando estas instalaciones al análisis la potencia instalada sería de 2.738 MW para las energías renovables no convencionales, *Adaptado de [29]*.

Las siguientes dos tablas presentan algunas de las centrales eólicas y solares fotovoltaicas (FV), pero es fundamental mencionar que *no están incluidas todas las instalaciones* que conforman la potencia instalada en ambas tecnologías de generación en Chile.

Provincia	Propiedad	Potencia [MW]	Unidades
COYHAIQUE	EDELAYSSEN S.A.	1,98	3
MAGALLANES	METHANEX CHILE S.A.	2,34	3
CHOAPA	ENDESAECO S.A.	18,2	11
CHOAPA	ENDESAECO S.A.	60	40
LIMARI	PARQUE EOLICO EL ARRAYAN SpA	115	50
COYHAIQUE	EMPRESA ELECTRICA DE AYSSEN S.A.	1,4	6
BIOBIO	AELA EOLICA NEGRETE SpA	33	22
CHILOE	ALBA S.A.	36	20
ARAUCO	CRISTALERIAS TORO S.A.I.C	7	3
LIMARI	PARQUE EOLICO LOS CURUROS LTDA.	109,6	57
LIMARI	EOLICA MONTE REDONDO S.A.	48	23
ELQUI	CIA. BARRICK CHILE GENERACION LTDA.	20	10
CHOAPA	PUNTA PALMERAS S.A	45	15

LIMARI	ENEL GREEN POWER CHILE	90	45
ANTOFAGASTA	PARQUE EOLICO TAL TAL S.A	99	33
CHOAPA	NORVIND S.A.	46	23
CARDENAL CLARO	ENERGIAS UCUQUER S.A.	7,2	4
CARDENAL CLARO	ENERGIAS UCUQUER S.A.	10,75	5
EL LOA	SOCIEDAD PARQUE EOLICO VALLE DE LOS VIENTOS S.A.	90	45
TOTAL		840,47	418

Tabla 2.5 Principales centrales eólicas en Chile – año 2016. Adaptado de [29]

Nombre del proyecto	Fecha Operación	Tipo central	Potencia [MW]	Ubicación Geográfica
Taltal Solar	mar-16	SFV	30	II Región, Taltal
Sierra Soleada	abr-16	SFV	49	III Región, Chañaral
Sol de Atacama Etapa I	ene-16	SFV	50,4	III Región, Chañaral
Sol de Atacama Etapa II	jul-16	SFV	30,4	III Región, Chañaral
Cardones Solar I Fase I	jul-16	SFV	16,68	III Región, Copiapó
Central FV Viñita Azul 1	jun-16	SFV	20	III Región, Copiapó
Parque Solar Carrera Pinto (Fase I)	dic-15	SFV	77,5	III Región, Copiapó
SDGx06	dic-15	SFV	48	III Región, Copiapó
Sol de Varas Etapa I	jun-16	SFV	50,4	III Región, Copiapó
Sol de Varas Etapa II	jul-16	SFV	50,4	III Región, Copiapó
Planta Fotovoltaica Solar 9	abr-16	SFV	50	III Región, Copiapó
Sol de los Andes Etapa I	ene-16	SFV	50,4	III Región, Diego de Alm.
Sol de los Andes Etapa II	jul-16	SFV	50,4	III Región, Diego de Alm.
Diego de Almagro Solar 2	dic-15	SFV	50	III Región, Diego de Alm.
SDGx05	mar-16	SFV	48	III Región, Los Loros
Central Desierto de Atacama	jun-16	SFV	120	III Región, Tierra Amarilla
Vallesolar	ene-16	SFV	70	III Región, Vallenar
Abasol	mar-16	SFV	61,5	III Región, Vallenar
Canto del Agua	sept-15	SFV	21	III Región, Vallenar
Denersol II	sept-15	SFV	7,5	III Región, Vallenar
Denersol III	sept-15	SFV	30	III Región, Vallenar
Planta Solar Fotovoltaica El Salitral	jul-15	SFV	20	IV Región, Combarbalá
PMGD Bellavista	sept-15	SFV	3	IV Región, Illapel
Parque Fotovoltaico La Huella	jul-16	SFV	60	IV Región, La Higuera
Estancia	jul-16	SFV	88,32	IV Región, La Higuera
Caracas 1	abr-15	SFV	9	IV Región, Los Vilos
Caracas 2	abr-15	SFV	9	IV Región, Los Vilos
Campo Lindo	jun-16	SFV	2,78	IV Región, Ovalle
Samo Bajo	jun-16	SFV	2,78	IV Región, Ovalle
Parque Fotovoltaica Lagunilla - El O.	dic-15	SFV	40	IV Región, Ovalle
Parque Fotovoltaico El Olivo	ago-15	SFV	3	IV Región, Ovalle
La Chapeana	dic-15	SFV	2,78	IV Región, Ovalle
Las Mollacas	dic-15	SFV	2,78	IV Región, Ovalle
Llanos de Limarí	jun-16	SFV	2,78	IV Región, Ovalle
La Chimba	jun-16	SFV	2,78	IV Región, Ovalle
Luna ó Vicuña III	sept-15	SFV	3	IV Región, Vicuña
Sol ó Vicuña II	oct-15	SFV	3	IV Región, Vicuña
Huerto Solar Ravsoe	abr-15	SFV	37	V Región, Puchuncaví
Parque fotovoltaico Catapilco	abr-16	SFV	50	V Región, Zapallar
Parque FV El Pilpén	dic-15	SFV	3	Región Metropolitana, Melip.
Parque FV El Queltehue	dic-15	SFV	3	Región Metropolitana, Melip.
Parque Fotovoltaico Cerro Blanco	ene-16	SFV	5	Región Metropolitana, Tiltit
Central Fotovoltaica Loma Los Col.	abr-15	SFV	1	Región Metropolitana, Tiltit
Parque FV EL Pitío	feb-16	SFV	3	VII Región, Longaví
Parque Fotovoltaico Los Gorriones	feb-16	SFV	3	VII Región, Retiro
Parque FV Las Cachañas	mar-16	SFV	3	VIII Región, Chillán Viejo
Parque FV El Cernícalo	feb-16	SFV	3	VIII Región, Ninhue
TOTAL			1.347,58	

Tabla 2.6 Centrales solares fotovoltaicas en Chile al 04-05-2015. Adaptado de [32]

Según la Tabla 2.5 y 2.6 se aprecian algunas de las centrales eólicas y solares FV que operan en Chile en donde para las potencias se observan algunas anomalías con respecto a las expuestas en el inicio del apartado 2.3.2, esto es debido a la actualización de los datos y algunas centrales que no se mencionan en las tablas. Por otro lado, la potencia que entregan estas instalaciones no deja de ser importante debido al beneficio que generan ya que son las dos tecnologías pioneras en Chile dentro de las centrales renovables actualmente operativas.

2.3.3 Centrales ERNC mas empleadas en Chile

Dentro de las centrales ERNC estudiadas en el fragmento anterior principalmente se consideran las solares FV y eólicas debido a su potencia instalada, pero es fundamental también recordar que las energías renovables no convencional operan otras plantas como las mini centrales hidráulicas, geotérmicas, biomasa, entre otras. Comentado lo anterior las siguientes figuras presentan de forma general un esquema de las centrales eólicas y solares FV en la generación de electricidad, mostrando además algunos de sus componentes fundamentales en su operación.

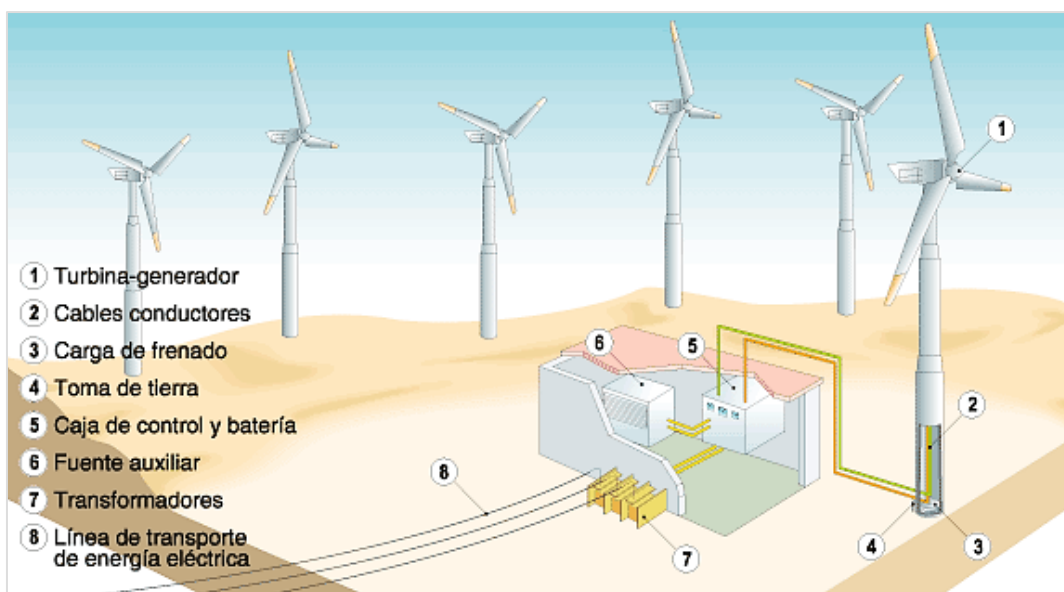


Figura 2.5 Esquema central eólica. [27]

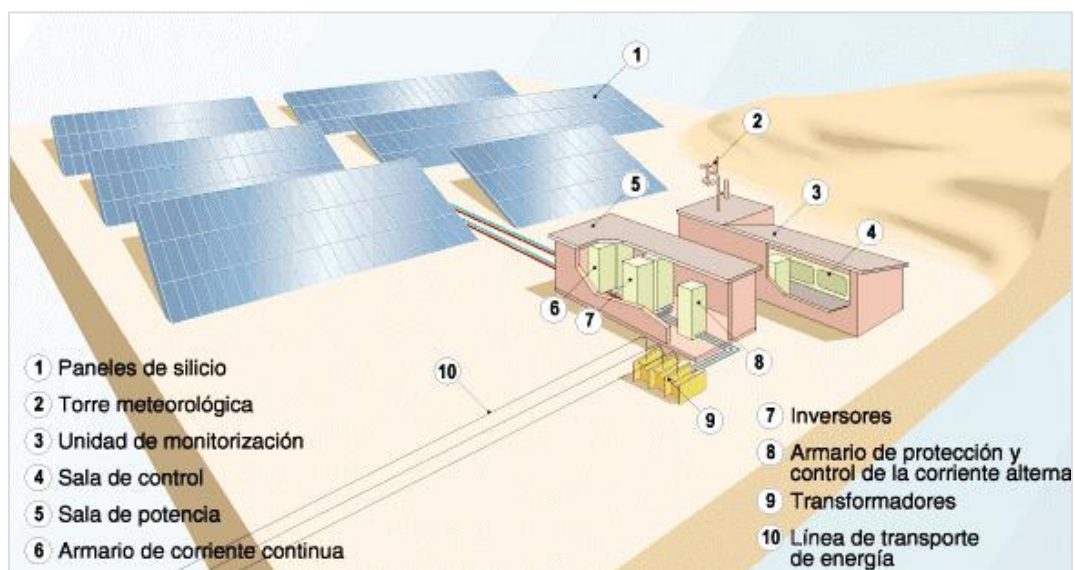


Figura 2.6 Esquema central solar fotovoltaica. [27]

2.3.4 Participación de las principales centrales ERNC

Al realizar una comparación y resumen de datos expuestos por las dos tablas anteriores sobre las centrales solares FV y las eólicas se determina lo que presenta la siguiente tabla y gráfico donde es fácil detectar la presencia de dos energías renovables que destacan en la actualidad en Chile debido a sus potenciales recursos. En ambos casos la mayor potencia instalada hasta el año 2015 se ve predominada por las centrales solares de tecnología fotovoltaica con un número de 47 plantas y una potencia de 1.347,58 MW a la fecha antes mencionada. El rol que juega esta tecnología es de un 62% en comparación con las centrales eólicas, pero a pesar de ello esto hace que dentro de las ERNC sean dos fuentes con gran campo para poder ser empleadas y cubrir la demanda de electricidad chilena.

Tecnología	Potencia instalada [MW]	Número de Plantas
Eólica	840,47	19
Solar FV	1.347,58	47
Total	2.188,05	66

Tabla 2.7 Potencia centrales eólicas y solares FV. Adaptado de [29-32]

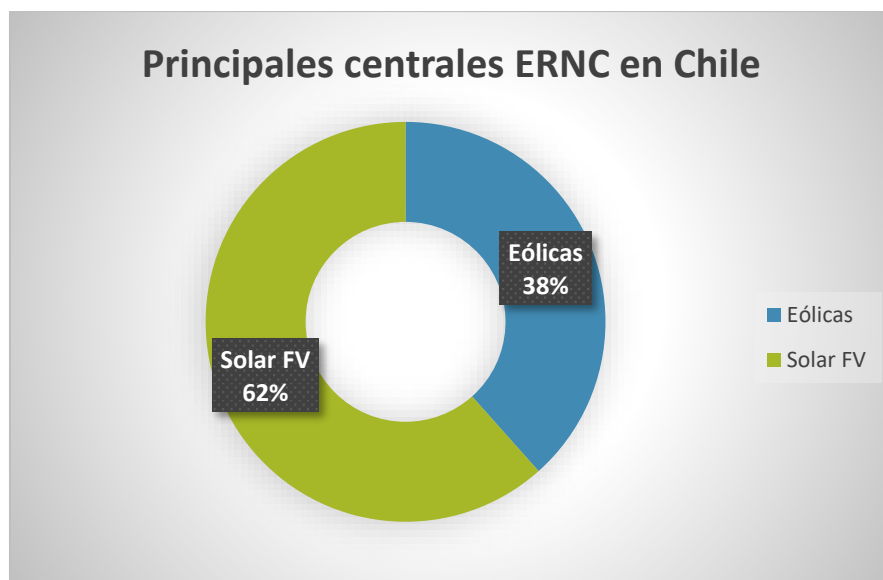


Gráfico 2.3 Principales plantas ERNC en Chile 2015-2016 con su participación en porcentaje

En el análisis de los elementos representativos antes expuestos se pudo visualizar que al efectuar éstos se genera un dato de cuanta potencia poseen instalada estas tecnologías y la vez intuir de cuanto es lo que podrían proporcionar a la fecha de energía eléctrica para la exigencia de distintos usuarios con tal de disminuir la participación de las generadoras clásicas. Esto anuncia que son centrales que pueden potenciarse aún más para aprovechar los recursos disponibles en Chile y con mayor presencia el recurso solar en el norte del país ya que se cuentan con excelentes condiciones para emplear tecnologías fotovoltaicas como termosolares, siendo este tema abordado en el próximo capítulo.

3.- SITUACIÓN ENERGÉTICA ACTUAL EN CHILE

3.- SITUACIÓN ENERGÉTICA ACTUAL EN CHILE

Introducción.- Para Chile actualmente se presenta con gran relevancia el establecer energías renovables no convencionales mediante plantas de generación de este tipo. El fin de ello es lograr en un futuro cercano (año 2030) contar con mayor presencia de estas instalaciones en los sistemas de distribución para así mitigar los daños causados hasta el presente por las instalaciones tradicionales. Esto es así, de igual forma para intentar disminuir el coste de la energía, debido a que la actualidad energética y la situación de las energías renovables no convencionales son fundamentales y es lo que se presentara en este capítulo para comprender el comportamiento del ámbito energético en el país y la importancia que tiene contar con energías limpias por variados aspectos.

3.1 MATRIZ ELÉCTRICA EN EL MUNDO Y CHILE

El aumento del porcentaje de la electricidad en el consumo energético total, ha propiciado un crecimiento considerable en la generación de energía eléctrica. En los últimos 40 años en el mundo, la generación eléctrica en base a carbón se ha mantenido como la más importante, alcanzando, en años recientes, una participación cercana al 41%. Sin embargo, la generación en base a derivados del petróleo ha tenido una gran baja correspondiendo a cerca del 5% de la matriz en el año 2012. Al mismo tiempo, ha aumentado la participación de la generación en base a energía nuclear, gas natural y energías renovables (eólica, geotermia, solar, entre otras). Para Chile al año 2014, la generación eléctrica fue predominantemente térmica (Carbón 41% y Gas Natural 11%), siendo la principal fuente renovable la hidroelectricidad con 34% de participación.

Históricamente, en Chile, la generación eléctrica en base a fuentes renovables (principalmente hidroeléctrica) ha tenido una participación importante, con un promedio cercano al 65% en la década de los sesenta, alcanzando el 80% en la década de los ochentas y pasando a un rango de 30% a 40% en la última década, dependiendo del año hidrológico. De esta forma, también es una fuente fundamental para la generación de energía eléctrica en Chile que en la actualidad con tecnologías renovables se está potenciando cada año a mayor escala, pero sigue predominando la generación por las plantas térmicas a carbón principalmente. [5]

El siguiente gráfico presenta el comportamiento de la matriz eléctrica en el mundo al año 2012 y para Chile al año 2014 donde se apreciará la participación de cada fuente de generación.

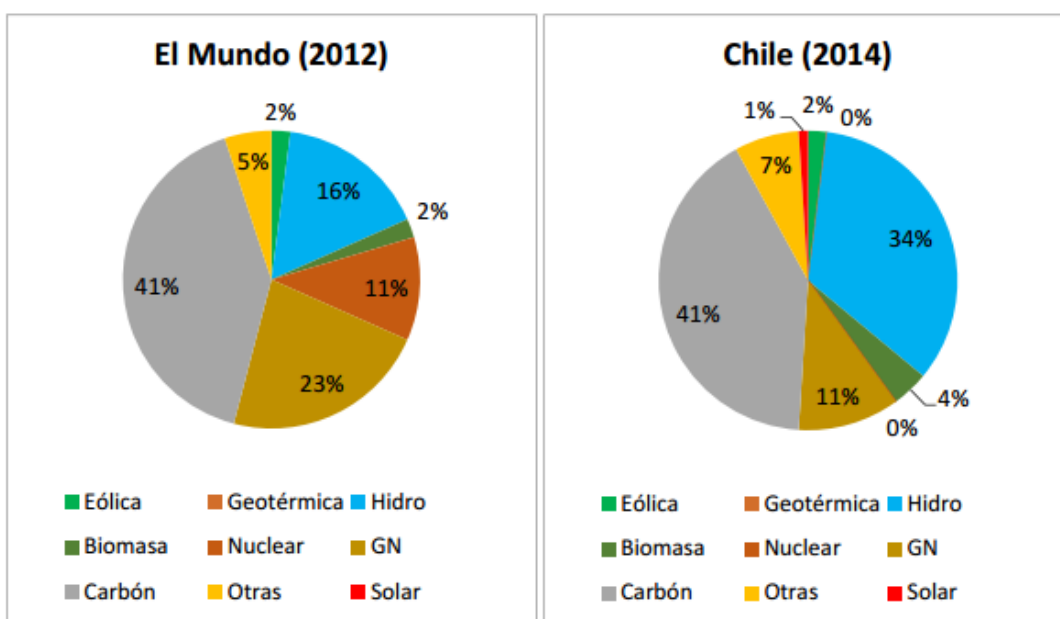


Gráfico 3.1 Matriz energética Chile y el mundo. [5]

3.2 SISTEMA ENERGÉTICO EN CHILE

La energía en Chile se distribuye en base a un sistema energético que está conformado por 4 partes a lo largo del territorio nacional. Dentro de este sistema energético existe el Sistema Interconectado Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central (SIC), el Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) y el Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM). Actualmente en el año 2016 el SING abastece de energía desde la ciudad de Arica hasta Antofagasta con un 19,72 % con una potencia eléctrica instalada de 4.098,00 MW de la potencia total instalada en el país. El SIC se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé abasteciendo con un 79,42 % y una potencia eléctrica instalada de 16.410,00 MW de la potencia total de Chile. Sobre el (SEA) la potencia eléctrica que posee es de 62 MW con un 0,30% de participación en la potencia instalada nacional y finalmente se concreta el sistema energético con el (SEM) el cual cuenta una potencia instalada de 102,00 MW y un 0,49% de la potencia actual en el país. Todos los sistemas actúan y aportan potencia eléctrica al territorio nacional que hasta mediados del 2016 ésta era de 20.663 MW, la cual se distribuye como se observó anteriormente según los 4 sistema presentes en el territorio chileno de norte a sur. *Adaptado de [29]*

El siguiente gráfico demuestra la participación según el sistema eléctrico existente en Chile y su relevancia porcentual en cuanto a la potencia operativa que poseen los segmentos que lo conforman.

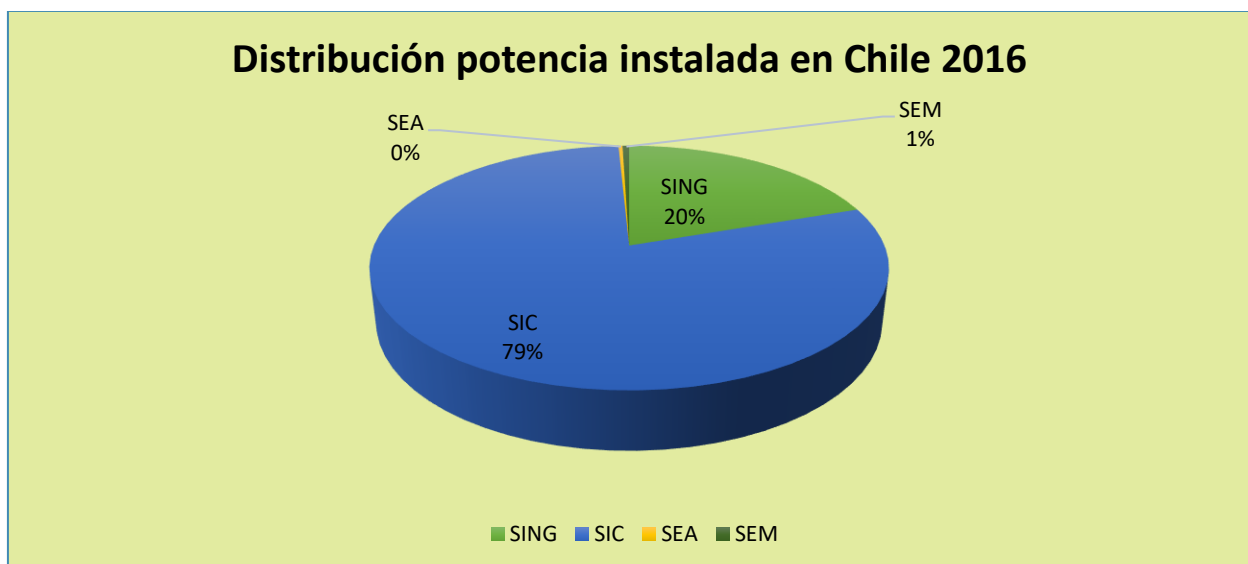


Gráfico 3.2 *Distribución de la potencia eléctrica instalada en Chile (año 2016)*

3.2.1 Generación actual según sector productivo de electricidad

Dentro del potencial eléctrico que se genera en Chile actualmente existen diferentes formas para generar éste ya que los recursos son variados y para ello se utilizan de distintas técnicas, ante eso la energía eléctrica se genera mediante distintas tecnologías que en este caso son conocidas como plantas de generación eléctrica y se clasifican en los siguientes grupos:

- Térmicas: Están principalmente las centrales a carbón, petróleo, biomasa, ciclo combinado.
- Hidráulicas: Se consideran centrales de embalse, de pasada, mini centrales de pasada.
- Solares: Se encuentran aquellas centrales que operan con la energía proveniente del sol como son las fotovoltaicas principalmente hasta el presente en Chile.
- Eólica: Se consideran las centrales que operan con la energía del viento.

En base a la segmentación anterior se puede determinar cada potencia generada por cada fuente, el porcentaje de participación en la generación y de igual forma como es el comportamiento de cada fuente en el SING, SIC, SEA, SEM. Así, para abordar lo antes dicho la siguiente tabla presenta lo comentado con el fin de visualizar el comportamiento de cada sistema de distribución eléctrico.

Sistema	Capacidad [MW]	Porcentaje participación	Fuente (Centrales de tipo)			
			Térmica	Hidráulica	Solar	Eólica
Sistema interconectado norte grande (SING)	4.089,0	19,79%	92,970%	0,40%	4,45%	2,17%
Sistema interconectado central (SIC)	16.410,0	79,42%	51,50%	39,71%	3,80%	4,97%
Sistema Eléctrico de Aysén (SEA)	62,0	0,30%	57,20%	36,68%	0,00%	6,12%
Sistema eléctrico de Magallanes (SEM)	102,0	0,49%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Total del país	20.663,0	100,00%				

Tabla 3.1 Distribución de energía eléctrica en Chile año 2016. Adaptado de [29]

3.2.2 Comportamiento generación eléctrica (Segmento ejemplo: mes agosto 2015/16) – Comparativa

El concepto de energía en Chile desde hace años está cambiando y el objetivo es implementar las nuevas tecnologías renovables y recursos disponibles para cubrir la demanda impuesta por los consumidores, así evitar menor impacto que el que generaran las instalaciones tradicionales. Claramente los recursos y nuevas tecnologías que se están incluyendo en el sistema productivo de electricidad no serán suficientes para que la demanda actual pueda ser cubierta lo que implica que las grandes centrales térmicas como es el caso de las que dañan en mayor cantidad debido a su forma de generar seguirán predominando. Aun así, las centrales hidráulicas también poseen un gran potencial productivo en el SIC lo que es beneficioso para el sistema y medio ambiente en ciertos aspectos.

Por otro lado, en el año 2015 ya operaban algunas centrales de energías renovables que entregan energía al sistema eléctrico y a medida que avanza el tiempo eso incrementa porque en el presente año 2016 se refleja un gran cambio en la generación de energía por medio de estas instalaciones lo que es positivo para el país. Con respecto a eso en los siguientes puntos se tomaron las condiciones del mes de agosto 2015 y 2016, con la finalidad de visualizar el comportamiento en las fuentes tradicionales y nuevas tecnologías implementadas.

3.2.2.1 Situación año 2015 (mes agosto) – Comparativa

En la generación de electricidad durante el año 2015 y específicamente en el mes de agosto el país contaba con una potencia eléctrica total de 19.881,10 MW [6], donde el SIC tiene mayor participación en la generación de electricidad y luego continúa el SING. Así, de este modo dentro de estos sistemas predominan las centrales térmicas y luego las hídricas. Ante eso vale decir que también hay centrales ERNC que se encuentran operando desde el año 2015.

	SIC	SING	TOTAL
Capacidad Instalada [MW]	15.738,40	4.142,80	19.881,10
Térmico [MW]	8.110,10	3.951,00	12.061,10
Hídrico [MW]	6.402,40	10,20	6.412,60
Eólico [MW]	805,10	90,00	895,10
Solar [MW]	420,80	91,60	512,30
Demanda Máxima [MW]	7.567,20	2.344,10	
Demanda Mínima [MW]	4.486,10	1.577,40	

Producción de energía			
Generación Bruta [GWh]	4.494,00	1.570,00	6.054,00
Térmico [GWh]	1.937,00	1.513,00	3.450,00
Hídrico [GWh]	2.323,00	5,00	2.329,00
Eólico [GWh]	172,00	20,00	192,00
Solar [GWh]	62,00	32,00	94,00

Tabla 3.2 Generación y demanda de energía - Agosto 2015. Adaptado de [6]

3.2.2.2 Situación año 2016 (mes agosto) – Comparativa

En la generación de electricidad durante el año 2016 y específicamente en el mes de agosto el país contaba con una potencia eléctrica total de 20.717,60 MW [7], donde el SIC tiene mayor participación en la generación de electricidad y luego continúa el SING. Así, de esta forma dentro de estos sistemas predominan las centrales térmicas y luego las hídricas. Respecto a esto vale decir que también hay centrales ERNC que se encuentran operando desde el año 2015 y que han aumentado dentro del año 2016 como se puede apreciar en la siguiente tabla.

	SIC	SING	TOTAL
Capacidad Instalada [MW]	16.224,20	4.493,40	20.717,60
Térmico [MW]	8.241,80	4.279,90	12.521,70
Hídrico [MW]	6.543,20	10,20	6.553,40
Eólico [MW]	819,90	90,00	909,90
Solar [MW]	619,30	113,30	732,60
Demanda Máxima [MW]	7.597,90	2.554,50	
Demanda Mínima [MW]	4.650,30	1.885,60	

Producción de energía			
Generación Bruta [GWh]	4.515,00	1.634,00	6.150,00
Térmico [GWh]	2.551,00	1.539,00	4.090,00
Hídrico [GWh]	1.585,00	4,00	1.590,00
Eólico [GWh]	231,00	19,00	250,00
Solar [GWh]	148,00	73,00	221,00

Tabla 3.3 Generación y demanda de energía - Agosto 2016. Adaptado de [7]

Referenciado de la Tabla 3.2 y 3.3 se puede visualizar que tanto la energía solar como la eólica están teniendo un aumento en la producción de energía eléctrica lo que implica un beneficio a largo plazo para el medio ambiente y el país en general. De esta forma se aprecia un aumento en las potencias instaladas donde en el SIC desde el año 2015 al 2016 aumento desde 805,10 MW a 819,90 MW para la energía eólica, en el caso de la energía solar hay un aumento desde 420,80 MW a 619,30 MW. En el SING desde el año 2015 al 2016 en la energía eólica se mantuvo en 90,00 MW y en el segmento de la energía solar se aumentó desde 91,60 MW a 113,30 MW. En consecuencia, lo mismo ocurre en el sector productivo ya que también se observan aumentos en la generación de electricidad mediante estas centrales ERNC desde el año 2015 al 2016 lo que es debido a la nueva incorporación de estas fuentes y que se pretende que siga siendo de esta forma a lo largo del tiempo.

Con estos antecedentes se puede respaldar que la situación energética está cambiando a bajo índices pero lo está efectuando y en ello cabe mencionar que año a año los proyectos no convencionales están siendo de mayor consideración como se estudiará a continuación.

3.3 SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ERNC EN CHILE

La actual tendencia a implementar nuevas tecnologías renovables para generar electricidad es lo fundamental para todos los países que están en condiciones de operar estas centrales y entregar un beneficio al medio ambiente. De esta forma Chile ha incrementado la tendencia por implementar energías renovables no convencionales y en el caso de la energía solar fotovoltaica ha sido fuerte la inyección de ésta a los sistemas de distribución. Ante eso, no tan solo las centrales de tipo fotovoltaicas comienzan a adquirir importancia en el país sino también centrales eólicas, biomasa e hidráulicas de pasada de mediana-pequeña potencia. Esto genera que las plantas de energías renovables lideran en las nuevas aprobaciones de evaluación ambiental en comparación con las instalaciones tradicionales en Chile, debido a su beneficio y el fuerte potencial que hay en territorio nacional para la producción de electricidad basada en estos métodos.

En total a la fecha (año 2016), existen en construcción 49 proyectos en el SING y el SIC, equivalentes a 4.117 MW, por una inversión total de US\$ 11,3 billones. De los Mega Watt que producirán dichos proyectos, 46% provendrán de energías renovables, cifra que sube a 67% al contemplar la totalidad de los proyectos de recursos renovables. [33]

Referido a lo anterior, el siguiente Gráfico 3.3 demuestra el comportamiento y una tendencia positiva en los últimos años para las energías renovables lo que implica una disminución en las centrales de tipo convencional que principalmente apunta a las plantas térmicas operativas en Chile. En el caso de las energías limpias como son las hidráulicas, solares, eólicas, biomasa y otras, durante el año 2015 han tenido un fuerte avance con una potencia total de 4.120 MW que comenzarán a funcionar una vez completado todos los proyectos considerados en el potencial expuesto. Es por esto que la incorporación masiva de estas energías intermitentes y variables es un desafío deseable por su bajo costo según el método, beneficios ambientales, y posible con más tecnología, flexibilidad e innovación, junto al adecuado respaldo en termoelectricidad y/o hidroelectricidad de embalse.

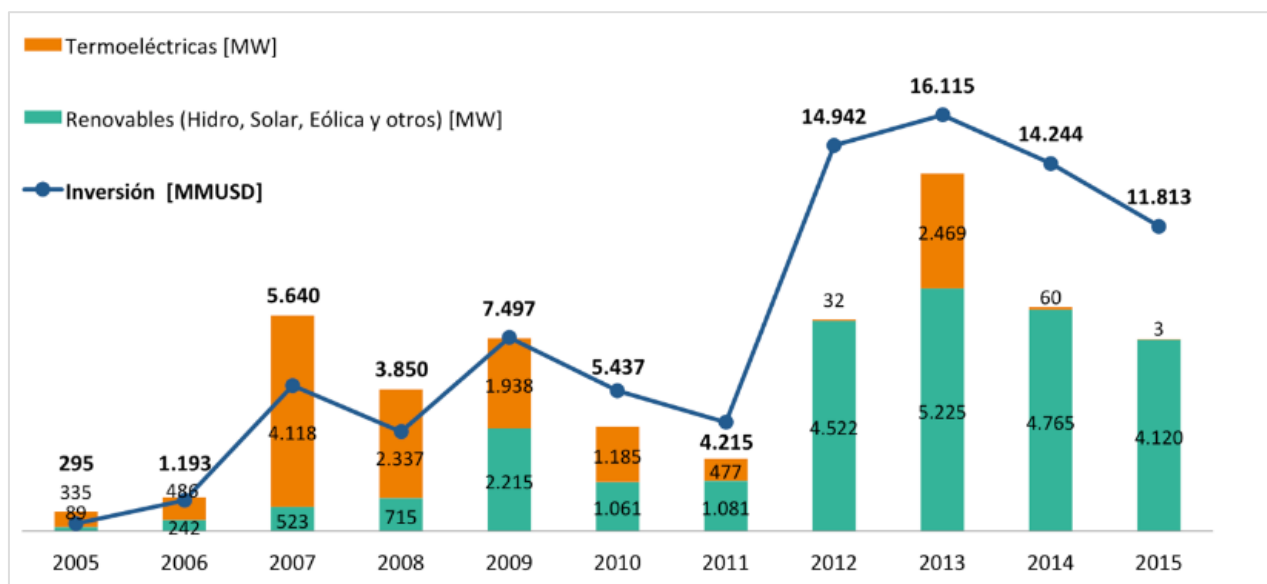


Gráfico 3.3 Estadística de proyectos de energía eléctrica en Chile. [8]

3.4 RECURSOS NATURALES Y POTENCIALES EN CHILE

Chile vive un momento crucial en su historia, se enfrenta al enorme desafío de generar las condiciones adecuadas para llegar a ser un país desarrollado en la próxima década. La aspiración del gobierno es acelerar la incorporación de las energías renovables no convencionales en la matriz energética, de manera que éstas puedan alcanzar un mayor porcentaje de representación de la misma para así realizar un reemplazo en las generadoras de electricidad a futuro.

Actualmente y desde su explotación el país ha contado con recursos de ciertos combustibles fósiles como es el caso del carbón y gas natural, pero de esta misma forma cuenta con recursos renovables como el hídrico, energía solar y velocidades apropiadas del aire en zonas específicas del país con las cuales se puede generar electricidad. Es por eso que en la actualidad se están aprovechando estos potenciales mediante las tecnologías desarrolladas y que pueden ser reflejadas en plantas solares, eólicas, hídricas, biomasa y entre otras fuentes. Ante lo anterior, la necesidad de aprovechar los recursos renovables es fundamental ya que entregan un beneficio tanto económico como al medio ambiente lo que es apropiado para distintos sectores por donde sea visto. Es por eso que Chile está potenciando estas tecnologías para llegar a producir energía en base a ellas con mayor presencia ya que la demanda en años futuro será triplicara lo que llevara a contar con grandes fuentes de producción para cubrir esta necesidad y ante ello contar con energías limpias es lo esencial.

De los potenciales más estudiados hasta la actualidad y que son factibles de implementar para la producción de energía eléctrica son los recursos eólicos, solares de variadas tecnologías e hídricos. Relacionado con lo antedicho la siguiente tabla muestra el espectro de las posibilidades que posee el país para su utilización, donde en la actualidad principalmente se están empleando los recursos antes mencionados con mayor demanda e inversión.

Tipo de energía	Solar	Viento	Geotérmica	Pequeñas centrales hidráulicas	Biomasa	Ola
Descripción	La zona norte de Chile presenta uno de los lugares más altos y secos de la tierra. La radiación solar de Calama, o la intensidad de la energía del sol es 23% más que en Albuquerque, Nuevo México y 44% más que en Almería, España. Esto genera posibilidades para implementar fuentes solares de generación.	La presencia de parques eólicos y operativos en los desiertos del norte de la Patagonia implican que la energía eólica en Chile aumente rápidamente. Un 64% de los proyectos de energías renovables son de tecnología eólica.	Chile presenta grandes yacimientos a lo largo de su territorio, como es en el caso de la cordillera de los andes donde hay gran presencia de volcanes y fuentes geotermales para implementar los métodos adecuados.	Chile contiene cientos de ríos pequeños en los cuales se pueden usar mini centrales para la alimentación de pequeños pueblos y ciudades cercanas a estos. Se estima que con esta técnica se podrían generar más de 500 MW con los proyectos en cartera.	En las regiones centrales de Chile la mayor cantidad de biomasa es generada por plantas de celulosa las cuales emplean sus propios residuos para impulsar sus instalaciones. Esto hace referencia que la biomasa posee una buena utilización en Chile.	A lo largo de de la costa chilena la materia prima de la energía de las olas en alta mar se estima en 164,9 GW. Con la investigación y estudio esta tecnología podría ser una energía renovable de desarrollo pionera en Chile.

Tabla 3.4 Recursos energéticos en Chile. Adaptado de [9]

3.4.1 Potencial eólico en Chile

Chile es un país que cuenta con un extenso y largo territorio donde se presentan zonas montañosas, valle y montes a orillas del Océano Pacífico. Dentro de esta geografía se poseen distintos recursos energéticos de los cuales el país se puede ver beneficiado al hacer uso de ellos.

Uno de los recursos con un potencial considerable es la energía proveniente de los vientos (Potencial eólico) los cuales están muy cercanos a las zonas costeras del país, tanto en algunas zonas del norte y con mayor potencial en el sur. En la determinación de este recurso tan beneficioso para el país en la generación de electricidad se han llevado a cabo ciertos estudios para determinar éste y así también en la actualidad existen varias plantas eólicas en funcionamiento aportando energía eléctrica a los sistemas de distribución del país, con la finalidad de utilizar este recurso para generar electricidad ya es un tipo de generación diferente a los tradicionales.

3.4.1.1 Determinación potencial eólico (Adaptado de [10-11])

Dentro de las formas de determinar el potencial eólico es complicado cuando no se cuenta con las herramientas necesarias para ello ya que es algo difícil de medir en un territorio tan extenso como Chile. Ante ello, el último estudio realizado el año 2014 por el Ministerio de Energía de Chile y una corporación alemana Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, donde estas instituciones se basan en parámetros relacionados con la tecnología, condiciones territoriales, factores de plantas seleccionados (mayores a 0,3) y algunas restricciones territoriales para el estudio, para así determinar la disponibilidad de este recurso. En ello el análisis realizado por estas dos entidades se llevó a cabo desde la región de Arica hasta la isla grande de Chiloé en el surte del país.

Para la cuantificación del recurso disponible se procedió a estimar sobre todo el dominio de estudio (región de Arica hasta Isla grande de Chiloé) la producción promedio anual de un aerogenerador de 3 MW instalado a una altura de buje de 100 metros, mediante las series de viento horarias obtenidas de WRF (Sistema de predicción numérica para condiciones meteorológicas), y resumiendo los resultados en una base de información geográfica del factor de planta anual. Para ello se consideraron varios factores adicionales sobre el tema, los cuales fueron expuestos en el documento de la investigación. De igual forma en la magnitud del potencial se consideraron los proyectos en cartera que están en ejecución, los cuales también aportan ciertas cifras además de lo disponible.

En el proceso de medición y cálculo fueron empleados algunos modelos matemáticos y ajustes de datos por medio de softwares para estimar las pérdidas, la curva de potencia y factores de plantas, que están dados por las siguientes expresiones.

Dentro de las pérdidas se consideró una manera de incorporar en la evaluación del potencial eólico las pérdidas de producción y la incertidumbre de la metodología empleada, donde se optó por ajustar las series de magnitud de viento simuladas con WRF, de modo de obtener un 75% de la producción modelada. Es decir:

$$f.p.potencial = 0,75 \cdot f.p.WRF \quad [3.1]$$

Para la producción se ajustó la curva de potencia según las condiciones de densidad del aire en base a las zonas de análisis, donde la función empleada finalmente fue la siguiente:

$$V_a = v_r \cdot \left(\frac{\rho_r}{\rho_a}\right) \cdot \left(\frac{1}{3}\right) \quad [3.2]$$

Donde;

V_a : Velocidad de la curva de potencia ajustada [m/s].

v_r : Velocidad de la curva de potencia a la densidad de aire de referencia [m/s].

ρ_r y ρ_a : Densidad del aire a la cual se necesita ajustar la curva de potencia del aerogenerador [kg/m^3].

Finalmente, en el factor de planta se optó por expresar el potencial disponible como la capacidad instalable que cumpliría una producción mínima anual equivalente a un factor de planta igual o superior a 0,3, obtenido de la siguiente expresión:

$$f.p. = \frac{E_{\text{anual}}}{\text{Capacidad} \cdot 8.760} \quad [3.3]$$

Donde;

$f.p.$: Corresponde al factor de planta del área o proyecto eólico analizado.

E_{anual} : Corresponde a la energía que se estima que producirá el parque eólico o el área evaluada (para un aerogenerador dado) en un año (8.760 h.) [MWh].

Capacidad: Corresponde a la potencia definida para el parque eólico o a la potencia estimada como posible de instalar en un área evaluada [MW].

Dentro de la teoría para calcular la potencia teórica (N_{teo}) máxima generada por un aerogenerador según Albert Betz (1919), quien demostró que la potencia máxima teórica del viento corresponde sólo al 16/27 de la energía cinética de una corriente libre y está dada por la siguiente expresión:

$$N_{teo} = \frac{16}{27} \cdot \gamma_{aire} \cdot \frac{V^3}{2 \cdot g} \cdot A \quad [3.4]$$

Donde;

γ : Peso específico del aire [N/m^3].

A : Área cubierta por las aspas del rotor [m^2].

V : Velocidad del viento [m/s].

g : Aceleración de gravedad [m/s^2].

N_{teo} : Potencia teórica del eolomotor [W].

Es importante observar que la potencia depende de la velocidad del viento elevada al cubo, en tanto que, si el rotor es de sección circular la potencia depende del cuadrado del diámetro del rotor. Ante lo anterior para determinar la potencia real generada, se procede a la utilización del coeficiente de potencia (CP) donde la transformación de energía en el eolomotor implica pérdidas de energía. El coeficiente de potencia indica que parte de la potencia máxima teórica se transforma en potencia útil en el eje del eolomotor (N_{eje}).

$$CP = \frac{N_{eje}}{N_{teo}} \quad [3.5]$$

Donde;

N_{teo} : Potencia teórica del eolomotor [W].

N_{eje} : Potencia en el eje del eolomotor [W] (Potencia de entrada al generador eléctrico).

Para la determinación del coeficiente de potencia se necesita extraer el dato necesario según la fórmula expuesta en el eje vertical del siguiente gráfico, así estimar el CP con fin de determinar la potencia en el Eje.

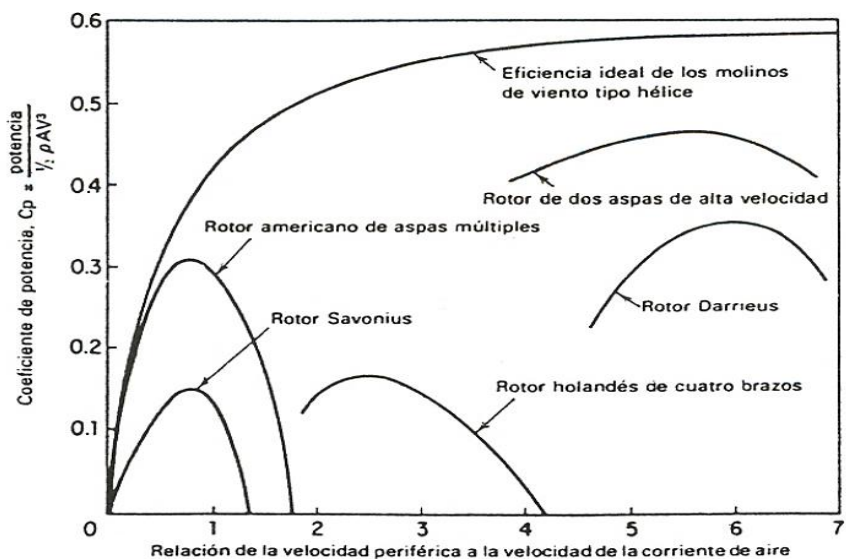


Gráfico 3.4 Rendimiento de aerogeneradores – CP. [10]

En base al estudio realizado por la institución alemana y el ministerio de energía de Chile mediante todos los factores considerados de forma general anteriormente mencionados y la teoría de Albert Betz expuesta en este documento como respaldo y consideración del autor, sobre la potencia que puede generar un eolomotor, los resultados del potencial eólico estimados en el estudio según las restricciones expuestas fue el siguiente por zona (dominio de análisis):

Región o zona	Cartera de proyectos		Potencial disponible		Potencial total	
	Capacidad (MW)	Factor de planta	Capacidad (MW)	Factor de planta	Capacidad (MW)	Factor de planta
De Antofagasta (sin Taltal)	240	0,37	2.622	0,32	2.862	0,32
Taltal	99	0,41	11.479	0,36	11.578	0,36
De Atacama	533	0,34	86	0,34	619	0,34
De Coquimbo	777	0,35	389	0,36	1.166	0,36
De Valparaíso	21	0,40			21	0,40
Del L. B. O'Higgins			75	0,34	75	0,34
Del Biobío	419	0,32	4.581	0,33	5.000	0,33
De La Araucanía	407	0,38	1.933	0,33	2.341	0,34
De Los Ríos	51	0,39	2.863	0,35	2.914	0,35
De Los Lagos (sin Chiloé)			3.770	0,36	3.770	0,36
Isla Grande de Chiloé	428	0,39	9.678	0,34	10.106	0,34
Total	2.975	0,36	37.477	0,34	40.452	0,35

Tabla 3.5 Potencial eólico disponible y cartera de proyectos año 2014. [11]

La Tabla 3.5 entrega antecedentes del recurso eólico estudiado en Chile donde existe un valor de 37.477 MW para un factor de planta de 0,34 en el caso de lo disponible, en el rango de cartera de proyecto el país cuenta con 2.975 MW para un factor de planta de 0,36. De esta forma Chile cuenta con un potencial eólico tanto en la cartera de proyecto como en lo disponible de 40.452 MW a un factor de planta de 0,35 (año 2014) lo que es muy beneficioso para la generación eléctrica actual.

3.4.2 Potencial solar en Chile (Adaptado de [11])

Dentro del territorio nacional existen muchos recursos energéticos y uno de ellos es el potencial solar que se posee en la zona norte, donde durante gran parte del año presenta buenas condiciones de aprovechamiento y en los últimos años se han instalado centrales de tecnología de paneles fotovoltaicos fijos y con seguimiento, plantas termosolares de colectores cilíndrico parabólicos y nuevas plantas torre que están en construcción en la actualidad.

Dentro de las tecnologías más estudiadas para determinar el potencial solar presente en el norte el estudio mencionado en el apartado anterior se basó en la tecnología fotovoltaica con paneles fijos y de seguimiento Este-Oeste, también en la tecnología termosolar de concentración (CSP). Mediante estas técnicas y parámetros particulares para cada método con dominio de estudio desde Arica hasta la isla grande de Chiloé se expusieron antecedentes de potencial para el recurso solar.

3.4.2.1 Potencial solar para tecnología fotovoltaica (FV)

Para la tecnología FV la cual opera mediante determinados paneles solares que contiene un conjunto de células fotovoltaicas que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos mediante el efecto fotoeléctrico. Así, gracias a este fenómeno producido es factible operar esta tecnología en el norte de país apoyada de la gran radiación solar que presenta el sector.

Por otro lado, en base al estudio señalado del año 2014, donde éste se basó para la tecnología FV en paneles fijos y con seguimiento de este-oeste se midió la radiación global solar incidente (RGI) sobre los paneles en distancias determinadas de 1 km por un 1km. Luego en base a la radiación global incidente se determinaron algunos parámetros de importancia para el análisis donde se consideraron

condiciones de velocidad del viento y temperatura del ambiente mediante WRF, entre otros. Así también, se incluyeron arreglos para evaluar las pérdidas y en el caso de los paneles FV fijos se consideraron factores de planta mayores a 0,24 y con seguimiento mayores a 0,30. Ante esto, es por ello que la producción de un proyecto fotovoltaico depende de múltiples variables adicionales a la radiación solar, como son las condiciones meteorológicas como la temperatura y magnitud del viento, exigencias topográficas y ambientales del emplazamiento como presencia de polvo en suspensión y de sombras, características técnicas del proyecto donde esto se relaciona con el tipo de arreglo (nivel de inclinación y tipo de seguimiento) como también la eficiencia de los distintos componentes (paneles, inversores, transformadores, etc.).

Finalmente, dentro de los detalles y análisis para el dominio tan grande de la investigación se utilizó una metodología simplificada correspondiente a una adaptación mediante el software System Advisor Model (SAM) en su aplicación FV Simple Efficiency Module Model.

3.4.2.1.1 Determinación potencial solar

En la determinación del potencial sobre el método fotovoltaico, éste fue calculado a partir de la radiación global incidente sobre el plano del panel fotovoltaico, ajustado por una eficiencia de conversión de energía y por factores de pérdidas normales en proyectos FV, donde para cada hora la energía generada por un sistema FV fue definida por la siguiente expresión.

$$E_h = RGI_h \cdot A \cdot \eta_h \cdot FT_h \cdot FP_h \cdot 1(h)/1.000 \quad [3.6]$$

Donde;

E_h : Energía generada por un sistema FV a cada hora [kWh].

RGI_h : Radiación global incidente sobre el plano de los paneles fotovoltaicos en la hora "h" [W/m^2].

A : Área del conjunto de paneles FV que constituyen el sistema FV [m^2].

η_h : Eficiencia del tipo de módulo considerado en el sistema FV a la hora "h" sin considerar el efecto de la temperatura.

FT_h : Factor de variación de eficiencia del módulo FV por efecto de la temperatura del módulo a la hora evaluada.

FP_h : Factor que considera otras pérdidas que normalmente ocurren en este tipo de sistemas.

Nota: η_h , FT_h , y FP_h dependen de las condiciones ambientales y operacionales presentes en la hora evaluada y de las características del sistema FV. Sin embargo, una simplificación aceptable es considerar un promedio anual para las pérdidas, esto es, FP_h igual a un valor constante (FP). Además, si se considera el efecto de la temperatura por separado, η_h dependerá de la RGI_h y se podría expresar como el producto entre un factor de corrección horario (FN_h) y una eficiencia de referencia de los módulos η_{ref} , correspondiente a su eficiencia medida en condiciones normalizadas, Con ello η_h es:

$$\eta_h = \eta_{ref} \cdot FN_h \quad [3.7]$$

Donde;

FN_h : Es una función sólo de RGI_h .

Por lo tanto, la energía anual generada por el sistema FV será:

$$E_{anual} = A \cdot FP \cdot \eta_{ref} \cdot \sum_{h=1}^{8.760} (RGI_h \cdot NF_h) / 1.000; [kWh] \quad [3.8]$$

Según lo expuesto anteriormente y que fue el procedimiento para estimar el potencial solar para la tecnología fotovoltaica con paneles fijos y con seguimiento este-oeste se logró determinar el recurso solar con el cual es posible generar electricidad para la demanda en el país, la cual en los próximos años crecerá a gran escala y contar con este recurso es de suma importancia. Fundamentado lo anterior la ecuación [3.8] representa la energía anual obtenida sobre el estudio efectuado y mediciones realizadas. De esta forma la siguiente tabla muestra el potencial solar estimado por zona donde predomina el norte país debido a sus condiciones de radiación solar para las tecnologías expuestas anteriormente.

Región	Arreglo fijo		Arreglo con seguimiento	
	Superficie (ha)	Capacidad (MW)	Superficie (ha)	Capacidad (MW)
De Arica y Parinacota	104.015	20.803	205.024	41.005
De Tarapacá	309.163	61.833	1.055.670	211.134
De Antofagasta	4.995.313	999.063	6.003.064	1.200.613
De Atacama	769.467	153.893	920.363	184.073
De Coquimbo	11.442	2.288	16.201	3.240
De Valparaíso	117	23	319	64
Metropolitana de Santiago				
Del L. G. Bernardo O'Higgins				
Del Maule				
Del Biobío				
De la Araucanía				
De Los Ríos				
De Los Lagos				
Total	6.189.517	1.237.903	8.200.641	1.640.128

Tabla 3.6 Potencial solar en sistema FV al año 2014. [11]

Según la Tabla 3.6 que corresponde al potencial solar para tecnología fotovoltaica se observa un potencial de 1.237.903 MW sobre una superficie de 6.189.517 hectáreas, para tecnología de paneles fijos. En el caso de paneles FV con seguimiento se aprecia un potencial de 1.640.128 MW para una superficie de 8.200.641 hectáreas. Finalmente, para ambos métodos tecnológicos se refleja que el potencial solar es más bien provechoso en el norte del país y se está representado por las magnitudes disponibles y descritas anteriormente.

3.4.2.2 Potencial solar para tecnología termosolar de concentración (CSP) (Adaptado de [11])

Los sistemas de concentración solar para la generación de electricidad, también llamados solar termoeléctricos, producen electricidad mediante la concentración de la radiación solar normal directa por medio de equipos especializados para luego usar esta energía térmica en un ciclo de vapor. En otras palabras, ésta tecnología está constituida de dos partes, una que capta la energía solar y la convierte en calor mediante concentradores (espejos planos o curvos), y la otra que transforma el calor en energía eléctrica, generalmente por medio de sistemas convencionales de generación. Además, las centrales CSP opcionalmente pueden contar con sistemas de almacenamiento de energía.

En Chile esta tecnología actualmente en el año 2016 está teniendo una fuerte participación en su desarrollo y en el campo de la generación de electricidad para el sistema de distribución SING. Debido a que la generación es proveniente de una fuente de energía inagotable como es el sol, ocurre lo mismo que la tecnología FV donde cada año se desea contar con estas plantas para la producción.

Al igual que el estudio realizado para determinar el potencial eólico y solar para instalaciones fotovoltaicas considerando el mismo dominio de territorio, en este caso ocurre algo similar en cuanto a consideración de factores y condiciones establecidas, pero en esta oportunidad se consideró un proyecto en evaluación ya que cuando fueron tomadas las mediciones no existía la tecnología

instalada aún (año 2011-2012) y por eso se procedió a evaluar de la manera señalada anterior donde se midió la probable producción del proyecto. Junto con ello, se realizaron simulaciones de radiación solar normal directa mediante WRF, la cual se multiplicó por el coseno del ángulo que forma dicho parámetro con una normal al eje de los colectores solares. De esta forma, con los datos de la radiación se procedió a la modelación de proyecto CSP mediante un software especializado donde se determinó la producción probable del proyecto y finalmente se consideraron algunas restricciones territoriales en base a situaciones internacionales en cuanto experiencia del tema.

3.4.2.2.1 Determinación potencial solar CSP

Para el método de cálculo se utilizaron los datos de radiación solar reprocesados por el Instituto Fraunhofer para sistemas de energía solar de Alemania (Fraunhofer ISE) y otros parámetros meteorológicos directamente registrados en las estaciones, o derivados de ellas. Luego se verificó que el ángulo que forma la radiación normal directa (DNI) sobre la superficie del colector fuese lo más cercano posible a 90° . Así, sin considerar otras pérdidas, la energía real disponible fuese captada por el colector y sería igual a la DNI por el coseno del ángulo que forma ésta con la normal al plano receptor (θ). En este caso $\cos(\theta)$ varía en función de la latitud, es decir, para un mismo nivel de radiación normal directa la energía útil para un proyecto CSP de tecnología cilíndrico parabólico variará en función de la latitud de su localización.

Finalmente, para las condiciones establecidas anteriormente y dentro del estudio se consideró una planta con colectores solares del tipo cilíndricos parabólicos, con 7,5 horas de acumulación de energía y un factor 2 de campo solar, así como también las restricciones territoriales impuestas, donde en ellas la de mayor impacto ha sido la pendiente exigida al terreno, la frecuencia de velocidades de viento iguales o superiores a 15 m/s y el factor de planta mínimo establecido (0,5). De esta forma en conjunto con todo lo antedicho la siguiente tabla expone los resultados obtenidos por el estudio de la institución nacional y alemana sobre el potencial en desarrollo.

Región	Superficie (ha)	Capacidad (MW)
De Arica y Parinacota	25.242	6.311
De Tarapacá	544.339	136.085
De Antofagasta	1.579.472	394.868
De Atacama	62.427	15.607
De Coquimbo		
De Valparaíso		
Metropolitana de Santiago		
Del L. G. Bernardo O'Higgins		
Del Maule		
Del Biobío		
De la Araucanía		
De Los Ríos		
De Los Lagos		
Total	2.211.480	552.871

Tabla 3.7 Potencial solar sistema CSP al año 2014. [11]

Según la Tabla 3.7 sobre el potencial solar para tecnología CSP que se determinó bajo un sistema de simulación principalmente se llegó a detectar un recurso disponible de 552.817 MW sobre una superficie de 2.211.480 hectáreas. En consecuencia, nuevamente predomina la zona norte del país como ya se había comentado en más de una oportunidad lo que se debe a los índices de radiación.

3.4.3 Potencial hídrico en Chile (Adaptado de [11])

El recurso hídrico en Chile siempre ha sido de gran importancia y es muy empleado para generar energía eléctrica pero la principal participación es mediante hidroeléctricas de tipo represa o embalse, lo que genera un fuerte impacto a una determinada localidad debido a su construcción y embalses, pero en la actualidad dentro de las energías renovables se están construyendo las centrales hidráulicas de pasada y mini centrales de pasada, las que no generan un impacto tan grande como las mencionadas anteriormente. De esta forma el país cuenta con grandes ríos de los cuales puede beneficiarse desde una parte de la zona centro norte hasta el sur. Así, esto genera una ventaja para el medio ya que al contar con recursos de esta naturaleza se pueden omitir ciertas fuentes clásicas de generación.

En la evaluación del recurso hídrico expuesto en este documento al igual que el análisis de los potenciales anteriores fue considerado como la fuente principal el estudio desarrollado en el año 2014 por el ministerio de energía y una organización alemana. Dentro del estudio desarrollado para éste recurso las fuentes evaluadoras se basaron en derechos de aprovechamiento de aguas no consuntivos (DAANC) vigentes en Chile y resultados de una simulación numérica de caudales en los cauces naturales existentes entre las cuencas de los ríos Aconcagua y Puelo (extremo sur del SIC). Lo fundamental del estudio se concentró en no considerar centrales de tipo embalse o canales derivados de estas instalaciones para generar energía eléctrica, sino que el estudio se desarrolló enfocado a centrales de pasada de cauce natural.

3.4.3.1 Determinación potencial hídrico

Para la determinación del potencial hídrico según lo expuesto en el punto anterior se comenzó por simular los caudales mediante el modelo hidrológico VIC que es alimentado con series horarias de precipitaciones, temperatura, humedad y radiación solar. Dichos parámetros son estimados con el modelo de pronóstico meteorológico WRF para una resolución espacial de 5 x 5 km. Con esa información, se simuló con VIC la escorrentía en intervalos horarios mediante la cual se calcularon series diarias de caudales en una red hidrográfica sintética definida para el dominio de análisis (desde el río Aconcagua hasta el río Puelo). El periodo modelado comprende los años 1990 a 2009, lo que permite generar series para 19 años hidrológicos (abril de 1990 a marzo de 2009). Con respecto a la información de DAANC, actualizada al 31 de diciembre de 2012, se obtuvieron las bases de datos publicadas por la Dirección General de Aguas (DGA) para ser empleadas en el análisis.

Para la consideración del valor de la potencia se procedió a lo siguiente debido a que en distintos puntos detectados se observaron caídas distintas (alturas) de agua, lo que implica generar finalmente una potencia mayor o menor según lo comentado. Consecuentemente con lo señalado anterior, la altura de caída que se establece para la potencial central es el menor valor obtenido entre las diferencias de cota de los puntos de captación y restitución del subconjunto de DAANC asignados a una central que maximiza su potencia. Por su parte, la potencia teórica (P_t) de cada central se estimó de la siguiente relación.

$$P_t = \frac{Q_{\text{asignado}}}{1.000} \cdot \text{Desnivel} \cdot 8 \cdot [1/1.000] \quad [3.9]$$

Donde;

P_t : Potencia teórica estimada para cada central [MW].

Q_{asignado} : Corresponde al caudal máximo asignado a la potencial central [l/s].

Desnivel: Altura de caída asignada [m].

8: Es un factor que considera tanto la aceleración de gravedad ($9,8 \text{ [m/s}^2\text{]}$) como la eficiencia (η) de la central ($\eta \rightarrow$ es adimensional y aproximadamente 81,6%) [m/s^2].

Para el caso del caudal máximo asignado a cada potencial central se definió éste a partir de una relación entre los DAANC permanentes y los eventuales estimados de un análisis de 19 proyectos

que tenían consignados sus DAANC en los antecedentes de su tramitación ambiental, para las cuales, junto a los DAANC en base mensual, se levantó la información de altura de caída, potencia y caudal de diseño, donde la expresión que representa el caudal máximo asignado a cada central es la siguiente en base a lo referido anteriormente.

$$Q_{asignado} = \text{maximo}_{\text{enero-diciembre}} \left[\sum_{i=1}^n DD_{\text{Apermanente}_i} + 0.5 \cdot \sum_{j=1}^n \text{eventual}_j \right] \quad [3.10]$$

Donde;

$DD_{\text{Apermanente}_i}$: Es el caudal autorizado en el mes respectivo por el DAANC permanente $_i$ [l/s].

$DD_{\text{Aeventual}_j}$: El caudal autorizado en el mes respectivo por el DAANC eventual $_j$ [l/s].

Básicamente lo expuesto anteriormente es la forma con la cual se determinó el potencial hídrico donde fueron consideradas instalaciones con factores de planta mayores a 0,5 y las centrales con potencia teórica menor a 0,1 MW fueron eliminadas debido a que no tienen por destino la generación de electricidad. Relacionado con lo anterior, también es necesario comentar que dentro del estudio hubieron más simulaciones, ajuste de datos, consideración según las exigencias territoriales y un sinnúmero de cosas más expuestas en el documento original, lo cual para el presente análisis no son relevantes sino más que la forma de procedimiento y el valor de potencial que será empleado en capítulos posteriores como dato fundamental. Ante ello la siguiente tabla presenta el potencial hídrico disponible para el dominio expuesto y según las consideraciones mencionadas;

Cuenca	Centrales (N°)	Capacidad (MW)	P. Media (MW)	f.p.
Río Aconcagua	9	104,3	78,3	0,75
Río Maipo	30	856,0	554,1	0,65
Río Rapel	31	699,2	422,8	0,60
Río Mataquito	45	727,3	410,5	0,56
Costeras Mataquito-Maule	1	1,1	0,7	0,64
Río Maule	85	1408,0	758,0	0,54
Costeras Maule-límite regional	1	1,2	0,6	0,50
Río Itata	66	767,6	445,4	0,58
Río Biobío	191	2687,4	1713,2	0,64
Costeras Biobío-Carampangue	1	2,4	1,2	0,51
Río Carampangue	12	55,7	33,0	0,59
Río Lebu	7	40,7	22,3	0,55
Costeras Lebu-Paicaví	5	40,1	25,6	0,64
Costeras Paicaví-límite regional	4	34,2	17,8	0,52
Río Imperial	95	455,8	287,8	0,63
Río Toltén	144	884,9	602,1	0,68
Río Queule	2	1,5	1,0	0,64
Río Valdivia	65	1370,5	885,1	0,65
Río Bueno	179	1358,6	943,8	0,69
Cuencas entre Bueno y Puelo	57	101,1	66,6	0,66
Río Puelo	21	811,9	503,4	0,62
Islas Chiloé y circundantes	29	62,7	41,1	0,66
Total general	1.080	12.472,0	7.815,0	0,63

Tabla 3.8 Potencial hídrico al año 2014. [11]

Según lo expuesto por la Tabla 3.8 sobre el potencial hídrico se aprecia que se dispone de 12.472,0 MW al año 2014 para el segmento de estudio donde en él predomina mayormente la zona sur del país debido a algunos valores de potencia, número de centrales como también la presencia de sus ríos.

3.5 RESUMEN DE LOS POTENCIALES ERNC

Según lo expuesto en el punto 3.4 sobre los distintos potenciales que posee Chile se lograron estudiar los valores de potencia disponible en el recurso eólico, solar fotovoltaica, solar para tecnología de concentración y energía hídrica considerando las potenciales centrales de cauce natural. Los resultados de estos antecedentes mencionados se presentan en la siguiente tabla, además de un gráfico que demuestra la participación de ellos dentro del total del potencial de ERNC en Chile (1.843.698,0 MW), donde para el caso de energía solar FV solo se consideró el potencial para paneles fijos.

FUENTE	POTENCIAL [MW]
Eólico	40.452,0
Solar FV - Panel Fijo	1.237.903,0
Solar CSP	552.871,0
Hídrico	12.472,0
TOTAL	1.843.698,0

Tabla 3.9 Potencial según recurso natural en Chile al 2014. Adaptado de [11]

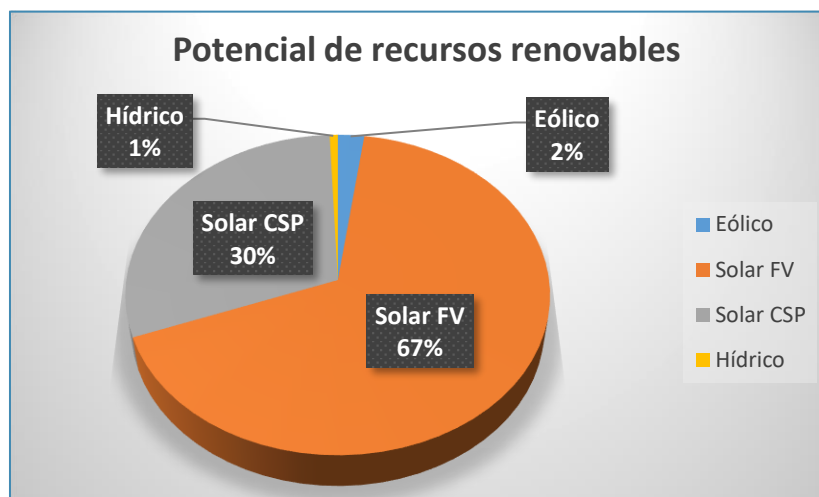


Gráfico 3.5 Potencial de recursos renovables en Chile expresados en %

Según la Tabla 3.9 y Gráfico 3.5 se aprecian claramente los potenciales para cada recurso energético y su participación que poseen dentro del total de las energías renovables disponibles en el territorio nacional. Dentro de los 4 recursos expuestos resalta la fuente solar mediante tecnología fotovoltaica, luego continúa la tecnología solar CSP, así mismo sigue el recurso eólico y en última posición se encuentra el recurso hídrico de cauces vírgenes que fue estudiado para centrales de pasada. Esto hace mención a que es factible explotar las tecnologías solares debido a las cifras ya conocidas y que es una energía que no tiene grandes impactos como en el caso de las centrales de energías en base a combustibles fósiles para generar electricidad. Junto con ello la radiación solar en el norte de Chile está considerada una de las cuales posee mayor índice a nivel mundial, lo que permite implementar métodos solares para la producción de electricidad para distintos usuarios.

Relacionado con los datos exhibidos de potencia en cada recurso natural es importante no perder el objetivo ya que lo fundamental es conocer éstos para poder enfrentar estudios futuros dentro del presente proyecto y no así su forma experimental de determinación que fue desarrollada en la referencia bibliográfica [11] donde fueron realizadas todas las estimaciones correspondientes por las entidades evaluadoras en cada segmento de observación según el tipo de tecnología.

4.- COMPARACIÓN DE LAS CENTRALES DE ENERGÍA CONVENCIONALES Y LAS CENTRALES RENOVABLES

4.- COMPARACIÓN DE LAS CENTRALES DE ENERGÍA CONVENCIONALES Y LAS CENTRALES RENOVABLES

Introducción.- En el ámbito de las centrales de energía renovables no convencional y las generadoras convencionales de electricidad hay ciertas diferencias donde es necesario tener presente estos aspectos al momento de implementar estas tecnologías ya que cada una de ellas genera un impacto distinto, pero también entrega un beneficio. Por lo tanto, en base a lo antedicho el presente capítulo dará a conocer algunas ventajas, desventajas y costos de inversión de las centrales de energía eléctricas estudiadas en el actual documento y expuestas anteriormente.

4.1 CENTRALES CONVENCIONALES DE ENERGÍA RENOVABLE

Dentro de las centrales convencionales de energía renovable se consideran las hidroeléctricas de embalse o represa, donde a continuación se exponen sus ventajas y desventajas.

4.1.1 Centrales Hidroeléctricas *(Adaptado de [34])*

Ventajas

- Mientras el agua esta almacenada lo suficiente, las centrales hidroeléctricas pueden generar energía eléctrica 24/7.
- Las grandes centrales hidroeléctricas pueden cambiar a capacidad máxima para satisfacer las demandas mayores solo controlando la cantidad de agua liberada desde el embalse.
- Los sistemas micro-hidroeléctricos no producen contaminantes.
- La hidroelectricidad es un recurso renovable debido al potencial hídrico.
- La mayoría de los países tienen acceso a canales de importantes caudales en los cuales sus aguas puede ser empleadas para la energía hidroeléctrica.
- Las grandes presas pueden ser útiles para el control de las inundaciones en ríos con importantes caudales.
- Los sistemas micro-hidroeléctricos pueden proporcionar energía sin afectar la calidad del agua, sin afectar el hábitat, y sin alterar el curso del río o arroyo dejando así una huella muy pequeña.
- Las grandes y mega-represas pueden crear lagos recreativos en zonas donde antes no los habían.
- Generan grandes empleos en su período de construcción y en su proceso de funcionamiento lo que es beneficioso para personas de zonas con bajas posibilidades de empleo.

Desventajas

- Las grandes centrales hidroeléctricas generan depósitos enormes con cantidades de metano y CO₂ a la atmósfera. Debido a la vegetación inundada y que luego se descompone mediante la putrefacción.
- La generación excesiva de metano en las grandes presas y partículas de aire generan daño a las turbinas por impacto en los alabes.
- Los embalses creados por las represas grandes y mega represas destruyen los hábitats locales.
- Las grandes represas hidroeléctricas son caras de construir debido a la magnitud de sus obras.
- Las grandes presas hidroeléctricas sólo se pueden utilizar en un número limitado de lugares debido al enorme suministro de agua que necesitan para su funcionamiento.
- Represar ríos y arroyos cambia los canales naturales, desviando el agua de las áreas que dependen de ella.

- El represamiento de los ríos cambia la calidad, cantidad e incluso la temperatura del agua que fluye corriente abajo. Esto puede tener efectos desastrosos en la agricultura, así como en su potabilidad.
- El agua que se mueve sobre una presa puede recoger nitrógeno, causando la muerte de peces aguas abajo.
- Las construcciones antiguas son un peligro para las zonas donde están ubicadas ya que pueden generar enormes inundaciones al presentar fallas en los embalses.
- Las presas alteran los patrones de algunas especies de peces debido a su proceso de reproducción.
- Las grandes construcciones obstaculizan el tránsito de zonas conectadas.
- Cuando grandes cantidades de agua son liberadas de una gran presa o mega-represa las orillas de los embalses artificiales se retraen, dejando detrás marismas y la reducción de la superficie generando menos espacio para los peces.

4.2 CENTRALES TÉRMICAS *(Adaptado de [36])*

Dentro de las centrales térmicas se consideran varias según su modo de funcionar y combustible empleado en sus procesos para generar energía eléctrica pero principalmente todas trabajan bajo el mismo criterio y producen factores de beneficio/impacto similares. Ante lo anterior a continuación, se presentan las ventajas y desventajas de forma general de las instalaciones mencionadas.

Ventajas

- Son económicas.
- Son eficientes (rendimiento superior a 45% aproximadamente).
- El costo del combustible es bajo.
- Las obras de construcción son rápidas.
- Pueden trabajar ininterrumpidamente.
- El combustible tarda bastante en consumirse.
- La empresa obtiene beneficios en poco tiempo.
- La central se amortiza en un corto período de tiempo.
- Las cenizas se pueden utilizar en otros procesos para generar ciertos productos (ej: caliza).

Desventajas

- Contaminan el aire por gases de efecto invernadero (NO_x, SO_x, CO₂, ect.).
- Calientan el agua de las torres de refrigeración y ésta vuelve caliente al río o al mar con lo que el ecosistema de ese lugar muere o desaparece, ya que nunca logra adaptarse a otras temperaturas.
- Los tendidos eléctricos pueden provocar trastornos en las personas u otros seres que viven por donde pasan los cables que conducen los altos voltajes.
- Pueden provocar lluvia ácida.
- Aumentan los niveles de ozono en el aire.
- Puede provocar daños en la salud de las personas por el material particulado.
- Provocan ruidos.
- Gastan mucha agua en los procesos de generación de energía eléctrica.
- Impiden el avance urbanístico del lugar en el que se ubica la central, ya que nadie quiere vivir en sus alrededores.
- Requieren tendidos, cableados, transformadores y subestaciones eléctricas, que cuestan mucho dinero y alteran el paisaje.

4.3 CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

Dentro de las plantas de energías renovables no convencionales se encuentran tres grandes grupos con mayor fuerza, es decir, las centrales eólicas, solares y mini-hidráulicas. Dentro de este grupo están además las centrales geotérmicas, centrales mareomotrices, centrales de biomasa, entre otras. Ante lo comentado, en este documento se estudian las que tiene mayor influencia actualmente y que son las mencionadas al comienzo del párrafo. En consecuencia, se presentan a continuación las ventajas y complicaciones de las instalaciones de mayor relevancia mencionadas.

4.3.1 CENTRALES EÓLICAS *(Adaptado de [35])*

Ventajas

- Es renovable y abundante en cuanto a su recurso disponible.
- No utiliza combustión, por lo tanto, es una energía económica y no contaminante.
- Es limpia lo que implica que no contamina en muchos aspectos.
- Aprovecha las zonas áridas, o no cultivables por su topografía.
- No daña el suelo y sus fines agrícolas o ganaderos, es decir, se puede continuar con dichas actividades de manera normal.
- Generan empleos en fase de construcción y operación.
- Garantizan autonomía por más de 80 horas, sin conexión a redes de suministro.
- Son seguras y confiables ya que el potencial eólico es constante en zonas adecuadas.
- Ahorran gasto de combustible en centrales térmicas y/o hidroeléctricas de apoyo.
- Sus impactos ambientales son bajo.
- No contaminan el agua en su proceso generativo de electricidad.

Desventajas

- La fuerza del viento es muy variable, por lo que la producción de energía no es constante en el tiempo.
- Los modernos molinos de viento son estructuras grandes y todavía bastantes caras.
- Crean un impacto visual para el medio ambiente a gran escala.
- Las turbinas son ruidosas en el proceso de generación.
- Los parques eólicos son un peligro para las aves debido a que éstas impactan durante su desplazamiento con las torres o eolomotores.
- Principalmente las empresas de energía eólica dependen de subsidios de los gobiernos pues todavía no son competitivas frente a las instalaciones tradicionales.
- Necesitan grandes conexiones eléctricas para la distribución.
- Presenta serios inconvenientes de carácter técnico en su producción.

4.3.2 CENTRALES SOLARES *(Adaptado de [35])*

Ventajas

- Su combustible es renovable debido a la presencia del sol y su energía entregada. La superficie terrestre recibe 120.000 terawattios de irradiación solar, lo que supone 20.000 veces más potencia de la que se necesita a nivel mundial completo.
- Energía sostenible debido a que el recurso solar no se sobre-consume.
- Respetan el medioambiente debido a sus bajos índices de contaminación.
- Presentan buena disponibilidad debido a la presencia de las altas temperaturas en lugares adecuados para implementar ésta tecnología.

- Reducen los costos de la electricidad, debido a que se puede generar energía para consumo y el resto venderlo a una red. En el caso industrial puede ocurrir lo mismo con las grandes empresas.
- Presentan múltiples usos ya que pueden ser empleadas para generar electricidad, calefacción, entre otras aplicaciones.
- La energía solar es silenciosa en el proceso de generación según la necesidad.
- Suelen haber incentivos a la instalación de paneles solares para el uso doméstico.
- Poseen bajo mantenimiento y larga vida útil (20-25 años) según fabricantes certificados para ciertos equipos de funcionamiento.
- La tecnología sigue avanzando tanto para grandes fuentes de generación como para uso doméstico lo que es muy beneficioso para emplear el enorme recurso solar.
- Generan bajos índices de contaminación tanto para el agua como para la superficie terrestre en comparación con las centrales tradicionales (ejemplo: termoeléctricas).

Desventajas

- Energía cara, debido a sus componentes tan específicos y materiales de construcción.
- Intermitente debido a las condiciones meteorológicas y en las zonas donde el potencial no es de altas características.
- El almacenamiento de energía solar es caro. En el caso de las baterías para tecnología fotovoltaica y sales fundidas para centrales de alta temperatura (Centrales termosolares).
- Asociada a la contaminación debido a que en la producción de paneles solares se producen trifluoruro de nitrógeno y hexafluoruro de azufre, que son algunos de los gases más potentes de efecto invernadero que generan un mayor impacto sobre el calentamiento global en comparación con el dióxido de carbono.
- Uso de materias primas exóticas como en la construcción de los paneles finos basados en telururo de cadmio (CdTe) o en material semiconductor a base de cobre, indio, galio y selenio (CIGS).
- Requieren mucho espacio para su construcción en el caso de las grandes instalaciones.
- Presentan un alto peligro en las centrales de altas temperaturas y presiones de funcionamiento.

4.3.3 CENTRALES HIDRÁULICAS DE PASADA (Adaptado de [12])

Ventajas

- Uso no consuntivo del agua, ya que ésta se recoge del río en un punto y se devuelve al cauce en una cota inferior, una vez transformada su energía en energía eléctrica mediante el paso de ésta a través de una clase de turbina.
- Son de carácter autóctono, por lo que su desarrollo implica la reducción del grado de dependencia del sector energético exterior.
- Emplean energía limpia, no producen residuos ni contaminantes, excepto en la fase de construcción.
- Sus costos de mantenimiento son bajos.
- No dañan a gran escala el medio ambiente, porque los impactos que generan son pequeños y fácilmente reducidos, incluso muchos son evitables si se toman las medidas adecuadas.
- El recurso hídrico es inagotable gracias al ciclo hidrológico natural lo que permite que pueden operar sin problemas por largos años.

Desventajas

- La energía producida es un recurso no almacenable.

- Centrales que depende de las precipitaciones (Dependientes de condiciones meteorológicas).
- Dependencia del caudal de la fuente donde está operando la instalación.
- Presentan un coste inicial elevado.
- Presentan variabilidad en su generación en caso de no contar con el recurso necesario para cumplir con la potencia de funcionamiento y factor de operación.

Según lo antes expuesto que no es nada más que las ventajas y desventajas de cada tipo de tecnología empleada o consideradas dentro de Chile se aprecia que cada una de éstas entrega ciertos beneficios como inconvenientes a la hora de operar o ser construidas. Lo fundamental de esto es tener conocimiento de estas cualidades para comenzar a decidir cuál es mejor y los daños causados por las actuales instalaciones, de esta forma crear un cambio en los proyectos futuros e implementar instalaciones que ayuden a cubrir la demanda eléctrica bajo condiciones estables y menos dañinas.

4.4 EMISIONES DE CENTRALES CONVENCIONALES Y RENOVABLES

En cada funcionamiento de las centrales generadoras de electricidad a nivel mundial existe una condición similar debido a los procesos generativos de energía eléctrica, esto es que todas las plantas independientemente de su tecnología empleada para generar electricidad generan emisiones de distintos compuestos dañinos para el medio ambiente donde el CO₂ es uno de los gases más estudiados dentro de los denominados Gases de Efecto Invernadero (GEI), debido a su efecto negativo sobre la atmosfera. Este compuesto crea una serie de impactos los cuales están siendo evaluados por instituciones encargadas de la situación y uno de sus grandes cambios que provoca en la atmosfera es el aumento de temperatura en superficie terrestre al actuar como barrera en la retención de las ondas de frecuencias bajas que deberían salir al exterior de la tierra. De esta manera al ser absorbida ésta energía por los GEI se produce el aumento de la temperatura terrestre. Junto con ello y como se mencionó anteriormente son más los impactos que provoca éste GEI, como es bien conocido el cambio climático producido por las variaciones en las temperaturas en zonas de glaciales.

En el ámbito de la generación de energía eléctrica está presente la generación de CO₂ debido a las tecnologías empleadas por las distintas instalaciones generadores, donde algunas producen más o menos cantidad de CO₂ y se considera que éstas son responsables del 24% de la emisión de dióxido de carbono. En relación a esto, la siguiente tabla presenta algunas de las tecnologías más utilizadas en la generación de electricidad con su respectiva cantidad de dióxido de carbono producido por unidad de energía.

Fuente de energía	t CO ₂ eq / GWh		
	Inferior	Superior	Mediana
Carbón	729	1.791	1.025
Gas	307	988	492
Carbón y gas con CAC	34	410	167
Geotérmica	N/D	N/D	62
Biomasa	N/D	N/D	61
Solar FV	N/D	N/D	49
Eólica	N/D	N/D	16,4
Nuclear	N/D	N/D	14,9
Hidráulica	N/D	N/D	6,6

Tabla 4.1 Emisiones de CO₂ en principales centrales generadoras. [37]

Según las tecnologías mostradas por la Tabla 4.1 se observa claramente que la fuente productora que emplea carbón es una de las mayores emisoras de CO₂ y es lo que se conoce a nivel mundial.

Dentro de las tecnologías renovables de generación destacan todas principalmente con índices bajos de emisiones de CO₂ en su producción de electricidad lo que para el estudio del presente documento es un respaldo de gran importancia para analizar estas tecnologías frente a las convencionales. Para la energía solar FV que es muy ligada a otras tecnologías que aprovechan el recurso solar (Centrales termosolares), ésta presenta un índice bastante bajo (49 t CO₂ /GWh) frente a las demás técnicas tradicionales, lo que es fundamental debido a que éste es un tema central para el actual documento de estudio sobre métodos solares y sus efectos.

4.5 COSTOS ASOCIADOS A LAS CENTRALES ESTUDIADAS

Cada instalación de energía eléctrica tiene una cierta inversión para su construcción por unidad de energía [US\$/kW] donde esto varía dependiendo de la tecnología deseada para producir energía eléctrica. Junto con ello toda instalación debe tener un cierto costo fijo para ciertos procedimientos de operación y mantenimiento en su funcionamiento lo que es un factor de mucha importancia al momento de estar en operación ya que siempre se generan eventualidades y se debe realizar mantención, además de otros costes de importancia. En consecuencia, la siguiente tabla muestra el costo de inversión de las tecnologías más empleadas en Chile y estudiadas actualmente junto a otros factores de importancia.

“Referente a la siguiente tabla, el factor de planta es un parámetro de una central eléctrica, el cuál es el cociente entre la energía real generada por la planta eléctrica durante un período que por lo general es un año y la energía generada si hubiera trabajado sin parada durante ese mismo período”.

Tecnología	Costo de inversión unitario [US\$/kW]	Costos fijos de Operación y Mantenimiento [US\$/MWh]	Costos variables [US\$/MWh]	Factor de planta [%]
Hidráulica de Pasada	2.670 - 4.000	-	2 - 2,5	50 -60
Hidráulica de embalse	2.750 - 3.650	-	2 - 2,5	55 - 65
Eólica	2.000 - 2.500	-	7,7	25 - 40
Térmica a Carbón	2.400 - 3.000	37	37 - 47,5	89
Solar Fotovoltaica	1.960 - 2.500	18,1	3	20 - 35
Geotérmica	3.480 - 6.600	2 - 12,5	-	88 - 92
Térmica G.N C.C.	1.000 - 1.200	10 - 15	74,5 - 88,1	50 - 80
Termosolar CSP Torre con 8 horas de almacenamiento	7.378 - 7.841	36	21,5	70 - 90
Diésel	390 - 860	10	149,1 - 223,9	15

Tabla 4.2 Costos de desarrollo por tecnología en Chile. Adaptado de [13]

Dentro de los antecedentes entregados por la Tabla 4.2 se detecta que las tecnologías renovables son las con mayor índice de inversión. Esto genera un factor de interés en el desarrollo de estas instalaciones en Chile, pero frente a las centrales tradicionales como en el caso de las térmicas son más bien beneficiosas debido a su bajo impacto ambiental y generación de GEIs. De la misma forma el alto costo de las instalaciones renovables retrasa a éstas mismas en su desarrollo y más bien en la forma de generar electricidad en Chile ya que siempre tendrán esa limitante, pero se espera que en los próximos años las cifras de inversión de estos métodos de generación decaigan debido a su madurez en los mercados, donde se espera que suceda lo mismo que ocurrió con las plantas actuales consideradas como centrales tradicionales (térmica e hidráulicas).

5.- CENTRALES TERMOSOLARES

5.- CENTRALES TERMOSOLARES

Introducción.- Los métodos que aprovechan los recursos renovables para generar electricidad en la actualidad son tema fuerte de investigación y desarrollo debido a sus beneficios que generan ante las formas clásicas de producir electricidad. Sobre las tecnologías solares las cuales cuentan con una fuente inagotable como es la energía proporcionada por el sol son materia de desarrollo debido al gran potencial en presencia. En ello se destacan varias formas de aprovechar la energía solar y dar una utilización como para uso doméstico, generar electricidad, energía para procesos, entre otros. Fundamentado lo anterior es que el presente capítulo describirá una de las tecnologías que utiliza el recurso solar con el fin de generar electricidad tratándose de las centrales termosolares y sus características.

5.1 GENERALIDADES (Adaptado de [1])

La energía proveniente desde el sol la cual se produce gracias a reacciones de fusión de átomos de hidrógeno dando lugar a un átomo de helio libera grandes cantidades de energía, la cual es recibida por el planeta tierra en el cual vivimos. Así, de la cantidad de energía liberada por sol, solo una parte de ésta llega a la tierra debido a que la otra es reflejada al exterior por la presencia de la atmósfera terrestre. De igual manera éste recurso que recibe la tierra en forma de radiación luego de penetrar la capa atmosférica se ve afectado por otros elementos existentes en la zona terrestre dando lugar a un nuevo valor que es el que llega realmente a la superficie terrestre como se expone a continuación.

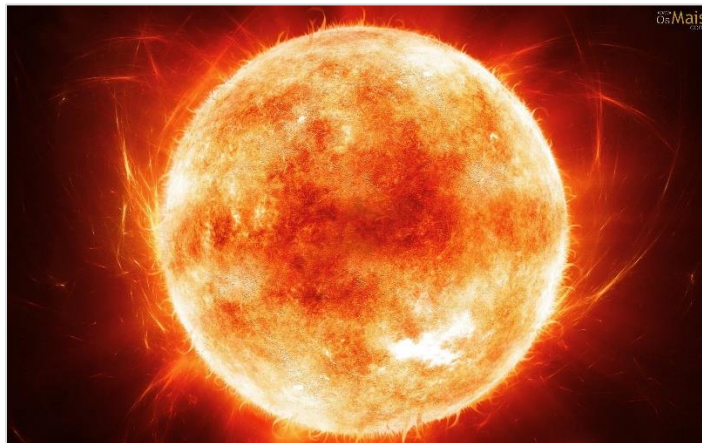


Figura 5.1 El Sol, la fuente energética base de las tecnologías termosolares estudiadas en el TFG. [62]

El potencial de energía solar que se libera en el espacio es de $3.87 \cdot 10^{26}$ W siendo de este valor solo una fracción la que llega a la tierra debido a la distancia y tamaño del planeta con respecto al sol. Siendo esta energía del orden de 173.000 TW, equivalente a 4.500 veces la energía consumida por el ser humano en sus actividades desarrolladas dentro del planeta tierra. Este tipo de recurso se trata de tipo renovable, fiable, limpio, inagotable pero que debe ser procesada mediante tecnologías para luego darle un fin utilizable.

Fundamentado lo anterior, el valor de radiación neto es la suma de las radiaciones en onda corta que inciden (SW_i) y las que se reflejan (SW_o), además de radiación de ondas largas infrarrojas incidentes (LW_i) y las salientes (LW_o). Así, la siguiente expresión representa la radiación neta:

$$\text{Radiacion neta} = SW_i - SW_o + LW_i - LW_o$$

[5.1]

Relacionado con lo anterior, conocida la energía proveniente del sol mediante la siguiente expresión se puede determinar la constante solar del planeta Tierra (Flujo de energía que alcanza la Tierra):

$$E.T. = \frac{E_{sol}}{4 \cdot \pi \cdot d^2} \quad [5.2]$$

Donde;

$E.T.$: Flujo de energía que alcanza la Tierra [W/m^2].

E_{sol} : Energía proveniente del sol ($3.87 \cdot 10^{26}$ W).

d^2 : Distancia entre el Sol y la Tierra (1.5×10^{11} m).

En base a lo presentado, el flujo de energía que se alcanza del Sol es de $1.370 W/m^2$, el cual se determina empleando la relación anterior expresada. Pero ante eso el flujo que recibe la Tierra en todos los puntos debido a que la radiación interceptada por el área del disco se distribuye sobre toda la superficie de la tierra (área de la Tierra) viene dado por la siguiente expresión:

$$E.T.T. = \frac{E.T. \cdot \text{Área disco}}{\text{Área de la Tierra}} \quad [5.3]$$

Donde;

$E.T.T.$: Flujo promedio de energía que alcanza la Tierra en todos los puntos [W/m^2].

Área de la Tierra: $4 \cdot \pi \cdot d^2$ [m^2].

Área disco: $4 \cdot r^2$ [m^2].

De esta forma y la ecuación antes presentada se determina que la radiación en todos los puntos que tiene valor de $343,5 W/m^2$. En consecuencia, el valor realmente de lo que llega a la superficie terrestre está afectado por varios factores de lo que se estima que finalmente la radiación incidente promedio es de $170 W/m^2$. Ante ello es lo que representa la siguiente figura de forma gráfica.

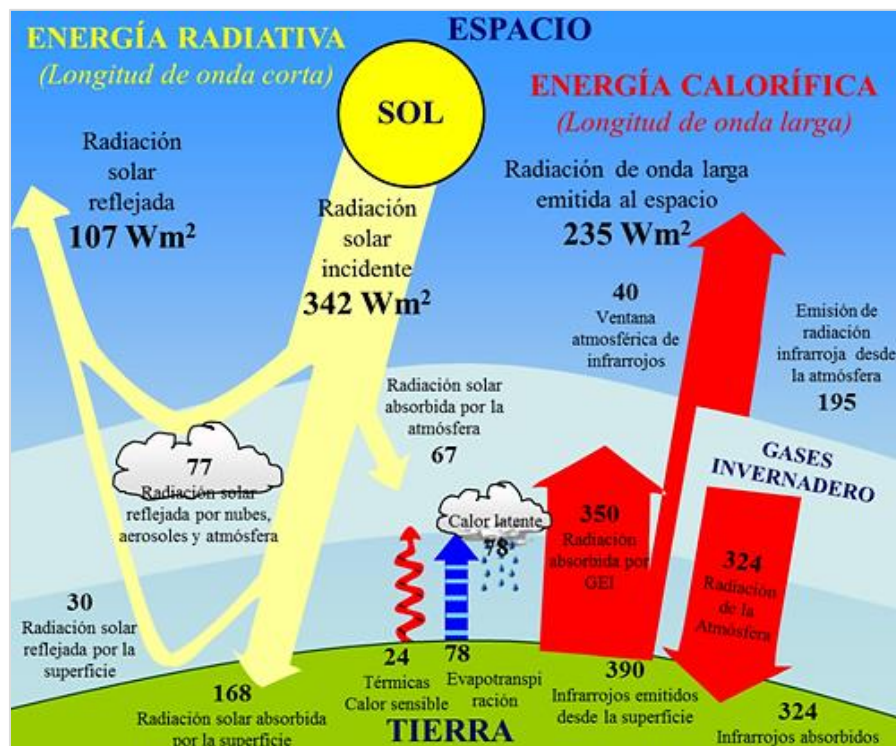


Figura 5.2 Comportamiento de la radiación solar incidente en planeta Tierra. [38]

De la Figura 5.2 y los datos expuestos anteriormente se determina que el sol proporciona gran cantidad de energía, pero solo una fracción de ella se aprovecha finalmente que es como lo determina la ecuación [5.3] y como lo representa la Figura 5.2. Aun así, la fuente energética que entrega el sol es suficiente para generar electricidad y otras necesidades donde éste potencial sea transformado.

5.2 ORIGEN DE LA ENERGÍA TERMOSOLAR

Antiguamente las generaciones griegas y romanas además de otras empleaban la energía solar para distintos fines, lo que permitía estar siempre en contacto con esta energía natural. La fuente solar permitía implementar sistemas de medición para la orientación hasta antiguas instalaciones para calefaccionar zonas de hogar donde se encontraban los seres que formaban estas generaciones. Posterior a la época anterior, en el período oscuro donde hubo situaciones de carácter bélico, político y religioso no se conocía mucho sobre la ciencia debido a que no todo ser podía mencionar tecnologías o situaciones que marcaran la diferencia ya que era mal visto por las creencias de aquellas generaciones y se debían seguir estrictos procedimientos por que la ciencia era solo para algunos.

En el siglo XIX fue descubierta la célula fotovoltaica lo que más tarde en el siglo XX comenzó a aplicarse comercialmente en la energía solar térmica como resultado de la crisis energética ocurrida en este período. Más tarde en 1980 debido a la caída en el precio del petróleo llevo a nuevos desarrollos de tecnologías para emplear la energía del sol, esto generó construir colectores solares con tubos de vacío lo que aumentó el rendimiento en comparación con las placas planas. Debido a esta innovación los crecimientos de las tecnologías solares hoy en día son variados y se continúa investigando para mejorar éstas. Fundamentado lo anterior la energía termosolar ha tenido fuertes cambios en los últimos años debido a sus aplicaciones lo que la hace ser un referente mundial para su implementación como energía renovable para distintos fines, los que serán abordados más adelante.

5.3 ENERGÍA TERMOSOLAR

La energía termosolar es un método de aprovechamiento de la radiación incidente en la superficie terrestre la cual mediante tecnologías de captación se le da un fin utilizable. Este proceso consiste en transformar la radiación solar en energía calorífica para diversas temperaturas, las cuales dependen de las tecnologías que sean empleadas en el proceso de conversión. Es por eso que dentro de los sistemas de transformación de la energía solar térmica existen tres grandes grupos que son los de baja temperatura, media temperatura y alta temperatura. En consecuencia, en el grupo de baja temperatura su aplicación se basa en el uso doméstico como calefacción de agua y otras aplicaciones, pero en los dos últimos éstos principalmente están desarrollados para generar vapor y electricidad finalmente.

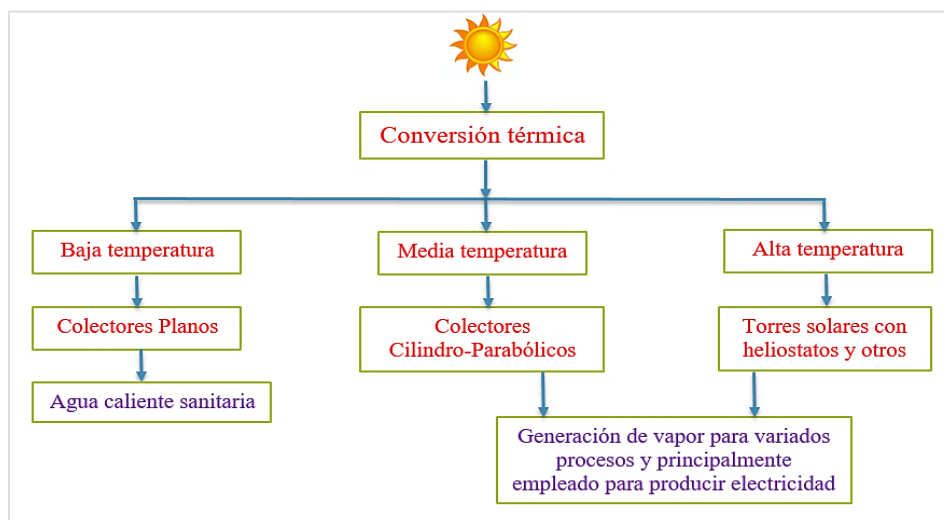


Figura 5.3 Tecnologías y grupos de energía termosolar

5.3.1 Tecnologías termosolares

Las tecnologías termosolares operativas son de baja, media y alta temperatura con las cuales se aprovecha el recurso solar. En ello, las siguientes figuras representan sus principales equipos de aprovechamiento en la conversión del recurso solar.

- Baja temperatura



Figura 5.4 *Colectores solares.* [42]

- Media temperatura



Figura 5.5 *Colectores Cilíndrico Parabólicos.* [41]

- Alta temperatura



Figura 5.6 *Concentrador central de Torre y helióstatos.* [41]



Figura 5.7 *Discos parabólicos de concentración solar.* [43]



Figura 5.8 *Sistema de concentración solar Fresnel.* [43]

Cada una de las tecnologías expuestas por las figuras anteriores muestran las distintas formas de aprovechar la radiación incidente desde el sol con la cual generan energía para procesos u otro fin donde sea requerida. Estas tecnologías serán estudiadas con más detalles en apartados futuros del capítulo en desarrollo.

5.4 ENERGÍA TERMOSOLAR EN EL MUNDO

El desarrollo de la tecnología termosolar desde los años 80 ha tenido un fuerte impulso comenzando por el uso doméstico hasta llegar actualmente a la generación de electricidad mediante grandes instalaciones como son las de concentrador central de torre, discos parabólicos y colectores cilíndrico parabólicos. Estas técnicas son empleadas en las zonas donde se detecta un gran potencial solar (elevados índices de radiación solar normal directa) que principalmente son en lugares desérticos o cumbres de gran altura con condiciones climáticas apropiadas para el buen aprovechamiento de esta radiación. Dentro de los principales países y sus respectivas zonas que reciben mejor radiación solar están, Estados Unidos, Chile, Alemania, España, India, China, Australia, entre otras naciones.

Fundamentado lo anterior, es que algunos de los países antes mencionados son líderes en aprovechamiento de la energía solar debido a que concentran la radiación solar mediante variados métodos solares como son la fotovoltaica desde principios y actualmente la implementación de centrales solares térmicas donde es pionero España y luego Estados Unidos con las primeras instalaciones de este tipo.

La radiación solar se observa mediante un mapa solar que detecta las zonas con mejor radiación por metro cuadrado [W/m^2] indicando estas regiones con un tono de color rojo degradado. La siguiente figura y tabla representan ubicaciones con grandes índices de radiación y algunos países con sus respectivas cifras de este recurso por unidad de área.

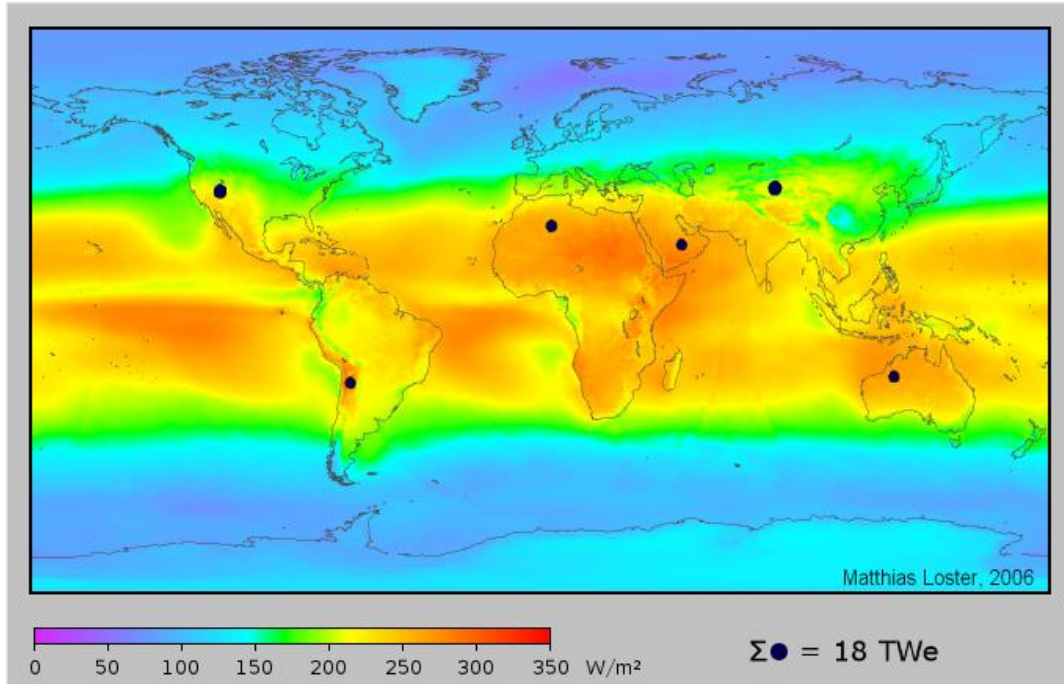


Figura 5.9 Mapa representativo de la radiación solar mundial. [40]

Ubicación / Desierto	Radiación [W/m ²]
África, Sahara	260
Australia, Great Sandy	265
Medio oriente, Arábigo	270
Chile, Atacama	275
EE.UU., Great Basin	220

Tabla 5.1 Radiación solar en ciertos países. [39]

Según la Tabla 5.1 y la Figura 5.9 las cuales presentas datos numéricos y gráficos respectivamente los valores de radiaciones no superan los 300 W/m², pero con los valores existentes por unidad de área se pueden generar grandes aprovechamientos para producir electricidad en éstas zonas desérticas.

5.4.1 Potencia actual instalada mundialmente (Adaptado de [41])

La energía solar termoeléctrica permite un mayor equilibrio a menor costo, como la eólica. Ésta es capaz de satisfacer tanto la demanda punta como la carga base. Es una fuente de electricidad que no emite gases efecto invernadero y se adapta perfectamente a diversas zonas del mundo con fuerte irradiación solar como el sur de Europa, norte de África, Oriente Medio, África del Sur, India, China, Sur de EE UU, Australia y países de Sudamérica como Chile y Argentina. En los últimos diez años, la energía solar térmica para generar electricidad se ha expandido rápidamente convirtiéndose en una de las soluciones más fiables de generación de éste importante recurso. El volumen anual del mercado de generación solar termoeléctrica fue de alrededor de 3.000 millones de dólares en 2015, mientras que en el año 2006 la capacidad instalada era de solo 0,5 GW y ahora es de casi 5 GW como lo representa el siguiente gráfico.

Por otro lado, el sector termoeléctrico apunta a capacidades instaladas de dos dígitos en los próximos cinco años lo cual es algo fundamental para las nuevas demandas impuestas por distintos sectores que emplean la energía eléctrica.

Al crear un nuevo desarrollo de las tecnologías solares como ha sido hasta la actualidad será posible minimizar el uso de otros contaminantes (combustibles fósiles) ya que la energía solar es una fuente limpia, inagotable y con grandes beneficios. En el pasado año 2015 fueron los retos y cambios para la energía termosolar debido a su gran expansión, donde esto hace que la capacidad operativa mundialmente aumentara en 420 MW para alcanzar cerca de 4,8 GW a finales del año. El año 2015 fue un punto de inflexión en la expansión de un mercado que, hasta la fecha, ha sido una partida entre dos los grandes pioneros, España y Estados Unidos, los cuales representan casi el 90% de la capacidad instalada de esta tecnología solar. Pero la situación está cambiando, hacia finales del 2015 ya que varias instalaciones están en construcción en Australia, Chile, China, India, Israel, México, Arabia Saudita y Sudáfrica. Esto da por entendido que el recurso solar está teniendo fuertes aprovechamientos no tan solo en esta tecnología sino en otras también, lo que podría cubrir gran parte de la demanda energética mundial en los próximos años.

Según lo previo expresado de la situación actual sobre la energía termosolar y su gran expansión, el siguiente gráfico muestra hasta el año 2015 la potencia instalada mundialmente que era casi 5 GW donde predomina España y luego Estados Unidos con potencias de 2,3 GW 1,7 GW respectivamente.

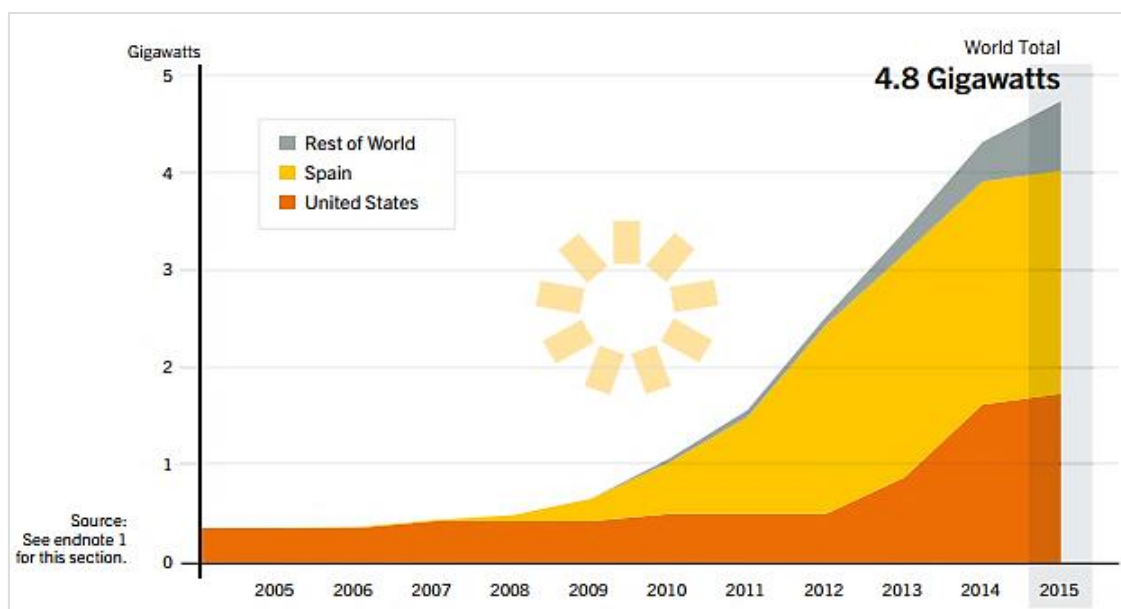


Gráfico 5.1 Potencia mundial instalada de energía termosolar en países pioneros. [41]

5.4.2 Plantas en funcionamiento a nivel mundial

Como es señalado en el Apartado 5.4.1 donde España y Estados Unidos son los pioneros en las instalaciones termosolares para las cuales predomina la tecnológica de los colectores cilíndrico parabólicos empleados por estas naciones en sus centrales. Esto lleva a que ocupen gran parte mundialmente de las centrales en operación y el resto es cubierto por otros países que ha decidido operar con estos métodos y tecnologías para el aprovechamiento del recurso solar.

Los pioneros antes mencionados cuentan con un cierto número de plantas donde España tiene operativa 50 centrales en total y EE.UU. cuenta con 14 en total. Con ello en el reparto del mercado mundial de energía termosolar, Estados Unidos y España poseen el 90% de los puestos del Top 10 de las mayores plantas termosolares del mundo en el cual Estados Unidos lidera el ranking, con cinco plantas en el Top 10, que ocupan los cinco primeros lugares. Por otro lado, España cuenta con cuatro representantes, y Marruecos con la planta Noor I cerrando esta clasificación de las mayores termosolares por capacidad instalada. Esta situación hace mención que entre solo 3 países están las mayores centrales con potencia instalada a nivel mundial, pero otros países pueden liderar también en un futuro cercano debido a sus construcciones en curso de éstas tecnologías. (Adaptado de [41])

La siguiente tabla presenta el total de las centrales solares termoeléctricas operativas a nivel mundial con la respectiva potencia instalada hasta determina fecha (fines del 2015) por país y su número de plantas.

País	Tecnología de planta	Potencia [MW]	Número de plantas [Uni]
España	Colectores cilíndrico parabólicos, CCP + Hibridación con Biomasa, Fresnel y Torre	2303,9	50
EEUU	Colectores cilindro-parabólicos, Disco y Fresnel, Torre	1.749,7	14
Chile	Colectores cilíndrico parabólicos	10,0	1
India	Colectores cilíndrico parabólicos y Fresnel	180,5	4
South África	Colectores cilíndrico parabólicos	100,0	1
Morocco	Colectores cilíndrico parabólicos	20,0	1
Argelia	Colectores cilíndrico parabólicos	25,0	1
Egipto	Colectores cilíndrico parabólicos	20,0	1
Emiratos Árabes Unidos	Colectores cilíndrico parabólicos	100,0	1
Potencia total en el mundo		4.509,06	74,0

Tabla 5.2 Centrales termosolares a nivel mundial. Adaptado de [43]

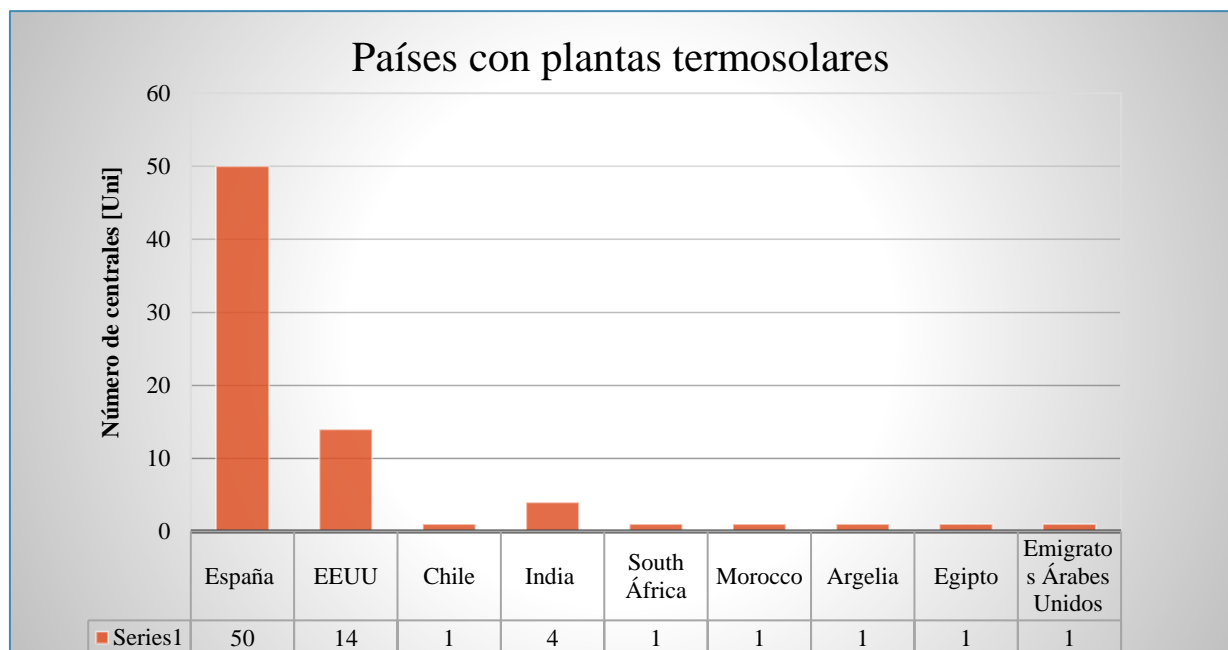


Gráfico 5.2 Países con plantas termosolares

Tanto en la Tabla 5.2 como en el Gráfico 5.2 queda reflejado la participación de España como líder de esta tecnología solar en estudio. Esto permite que las demás naciones puedan considerar esta técnica como una fuente de sustentación lo que también puede ser considerado a nivel mundial como un sistema de generación adecuado para minimizar los daños causados por las instalaciones convencionales como por ejemplo la cantidad de CO₂ producido y sus efectos al medio ambiente.

El siguiente gráfico viene enlazado desde la Tabla 5.2 y representa porcentualmente las potencias de los actores que poseen sistemas de generación eléctricos de centrales termosolares.

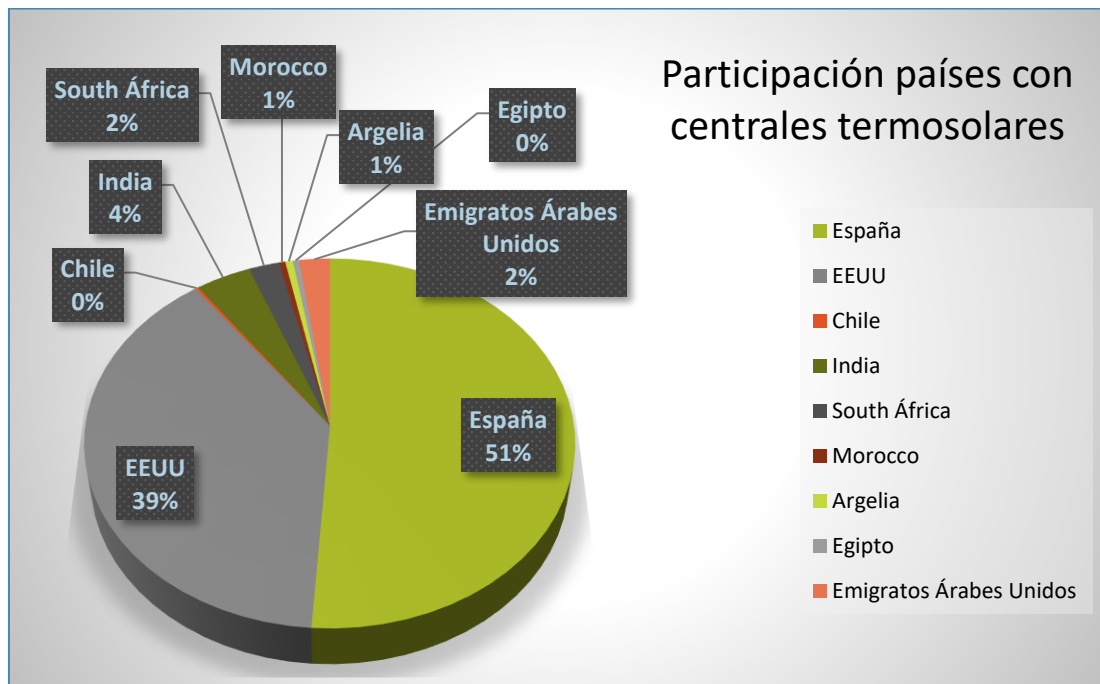


Gráfico 5.3 Participación de países con centrales termosolares expresado en % de potencia instalada

5.4.3 Principales plantas termosolares (Adaptado de [41])

Dentro de las principales 10 instalaciones más grandes del mundo, EE.UU. posee la de mayor potencia (392 MW), luego continúa España con otra instalación (200 MW) y Marruecos finaliza el grupo con una planta termosolar de importante capacidad (160 MW). En base a lo previo descrito a continuación se expondrán estas centrales y algunos detalles de ellas.

1.- Nombre central: Ivanpah

Potencia: 392 MW

País donde está instalada: Estados Unidos de América



Figura 5.10 Central termosolar de Torre Ivanpah – EE.UU. [41]

Esta central es conformada por tres enormes huertos solares en medio del desierto de Mojave, que comparten los estados de Nevada y California los cuales componen el complejo Ivanpah, siendo la mayor planta solar térmica del mundo, que ocupa un área de 13 kilómetros cuadrados. Sus tres torres de 139 metros de altura y sus más de 300.000 espejos (helióstatos) controlados por ordenador, pueden producir 392 MW. Esta potencia permite un suministro limpio equivalente a reducir 400.000 toneladas de dióxido de carbono al año lo que ambientalmente es un enorme beneficio al no contar con esta cantidad de un gas invernadero que produce importantes daños.

Los más de 300.000 espejos colocados en círculos concéntricos alrededor de las tres torres reflejan y concentran la radiación solar recibida en una caldera situada en la parte de arriba de cada una de las torres, elevando la temperatura del agua que contiene a más de 1.000 °F (538 °C). Este calor en forma de vapor hace girar las turbinas, que generan finalmente la electricidad.

2.- Nombre central: Plataforma solar de Extremadura Solaben

Potencia: 200 MW

País donde está instalada: España



Figura 5.11 Plataforma solar de Extremadura Solaben. [44]

La Plataforma Solar Extremadura de 200 MW es el mayor complejo termosolar en Europa y una de las mayores plantas de su tipo en el mundo, ubicada en el municipio de Logrosán, en la provincia de Cáceres, Extremadura, España. El complejo fue construido en dos fases y compuestas por cuatro plantas de energía solar de tecnología colectores cilíndrico parabólicos, donde la capacidad instalada es de 50 MW en cada una de las subplantas que conforman esta instalación. Los subcomplejos se denominan Solaben 2 y 3, donde éstas dos unidades pertenecientes a la primera fase, comenzaron a funcionar respectivamente en julio y diciembre de 2012, mientras que las dos unidades en la segunda fase, que llevan por nombre Solaben 1 y 6, iniciaron sus operaciones comerciales en septiembre de 2013. El coste de la construcción de la primera fase superó los 500 millones de euros los cuales fueron prestamos de ciertas entidades y agencias bancarias de préstamos.

En el ámbito de la propiedad, las dos generadoras termosolares de la primera fase son propiedad conjunta de Abengoa Solar en un 70% e Itochu en un 30%, pero las otras dos subcentrales que fueron construidas al final son propiedad exclusiva de Abengoa Solar.

3.- Nombre central: Noor I-Ouarzazate

Potencia: 160 MW

País donde está instalada: Marruecos



Figura 5.12 Central termosolar Noor I-Ouarzazate. [45]

La central Noor I tiene una potencia instalada de 160 MW y forma parte de una megacentral la cual es integrante de la primera fase de construcción. Esta primera etapa fue construida con tecnología de colectores cilíndrico parabólicos los cuales operan durante largas horas del día con seguimiento operados por ordenadores especializados. La planta está construida en Ouarzazate, al sur de Marruecos, donde ésta consta de 500.000 espejos (Colectores cilíndrico parabólicos) curvados y alineados en 800 filas sobre una superficie de 450 hectáreas de desierto, que producen energía suficiente para alimentar 700.000 hogares marroquíes. Además de esta subcentral, la mega central estará compuesta por una segunda y tercera fase que producirán 200 y 150 MW, respectivamente. El megaproyecto solar de Ouarzazate tiene como objetivo final alcanzar una capacidad de 2.000 megavatios en 2020 con una inversión total de 9.000 millones de dólares (unos 8.100 millones de euros), a través de proyectos que estarán repartidos entre Ouarzazate, Midelt (centro) y también en el Sáhara Occidental (El Aaiún y Bujador).

Ante lo previo expuesto, que fueron tres centrales termosolares consideras las más grandes del mundo hasta la actualidad queda reflejado que éstas tecnologías han adoptado un rumbo que se proyecta bastante en el futuro con nuevas instalaciones y desarrollos. De esta forma realizar un reemplazo de la generación tradicional de producir energía a nivel mundial, permitiría así un impacto positivo en el medio ambiente permitiendo utilizar lo que éste proporciona.

5.5 ENERGÍA TERMOSOLAR EN CHILE

La situación sobre la energía termosolar actualmente no es muy amplia en Chile, pero se tiene como objetivo para los próximos años. Actualmente existe una planta termosolar de colectores cilíndrico parabólicos, la cual opera en una minera en el norte de país. Esta instalación posee una potencia instalada de 10 MWth y el fin de su construcción fue para disminuir el consumo de combustible fósil en una etapa de obtención de cobre de la entidad pudiendo de esta forma proporcionar energía térmica mediante el recurso solar a través la tecnología antes mencionada.

La otra situación similar es la central termosolar “Atacama 1” con fines de generación de electricidad la cual actualmente está siendo construida por la compañía española Abengoa en el norte del país, cercana a la ciudad de Atacama. Esta instalación poseerá una potencia total de 210 MW, los cuales se forman de 110 MW por tecnología de torre con sales fundidas para almacenamiento de energía y los 100 MW restantes serán construidos por tecnología fotovoltaica. En consecuencia, el complejo evitará la emisión de unas 870.000 toneladas de CO₂ [44] al año y permitirá responder a la demanda de energía de la población y de la industria gracias a la combinación de ambas tecnologías aprovechando el recurso solar de la mejor forma.

Ambas tecnologías solares son aplicadas en la zona desértica de Atacama ya que el recurso energético allí es uno de los lugares con mayor radiación a nivel mundial lo cual es perfecto para estas tecnologías de conversión. Esto hace que las centrales que operan con energía solar en Chile sean el futuro en conjunta con otras (Eólicas, Mini-hidráulicas) para la demanda impuesta por distintos sectores de la sociedad chilena.

Finalmente, en Chile existen varios proyectos de centrales termosolares en proceso de evaluación, donde uno de ellos es la “Planta Termosolar Pedro de Valdivia” la que contará con una potencia de 360 MW conformada por distintas fases de construcción (dos partes de 180 MW cada una), esta central estará ubicada en la ciudad de María Elena, Tocopilla, Chile - II Región de Antofagasta y será construida por la empresa española Grupo Ibereólica. También la compañía estadounidense SolarReserve intenta construir una central de torre en el norte del país.

Como se ha presentado en los datos antes expuestos donde en Chile la energía termosolar está siendo un referente mundial para instalar generadoras de este tipo debido a la presencia del recurso solar y factibilidad positiva que poseen estos proyectos ante otros clásicos sobre beneficios medioambientales, así queda respaldado que las plantas termosolares tienen un amplio campo de uso.

5.6 TECNOLOGÍAS TERMOSOLARES

Las técnicas termosolares para generar energía con distintos fines se clasifican en tres grupos, los cuales son, la energía termosolar de baja temperatura, media temperatura y alta temperatura. Estas tecnologías son utilizadas en base al recurso disponible (radiación solar) y su fin como transformador de la energía solar, además cada una de ellas presentan ventajas, inconvenientes, diferentes costos, entre otros factores los cuales se abordarán en el presente subcapítulo.

5.6.1 Tecnología de baja temperatura

El método de bajo índice de temperatura está considerado como el primer grupo dentro de las tecnologías termosolares debido a que éste se aplica desde siglos antiguos. La termosolar de baja temperatura es aplicable con mucha demanda para instalaciones en las viviendas donde opera mediante colectores solares. Estos dispositivos operan bajo un circuito cerrado y continuamente para producir un cambio de temperatura en el fluido que principalmente es agua o fluido caloportador para uso doméstico o situaciones similares. Esta tecnología es considerada de baja temperatura porque opera a una magnitud menor a 90 °C, aunque eso depende de los colectores empleados ya que los últimos desarrollados pueden alcanzar cifras de hasta 200 °C lo que hace generar agua a elevadas condiciones para su uso. Por otro lado, estas instalaciones están compuestas de varios subcircuitos que conforman la totalidad, los cuales se describen a continuación.

- *Circuito primario:* Lugar donde ocurre la captación de la radiación solar para luego ser transferida al fluido caloportador en forma de energía térmica, es decir, este proceso es efectuado en el colector solar donde éste crea un efector invernadero transfiriendo la energía al fluido antes mencionado, la cual será empleada en el circuito secundario.
- *Circuito secundario:* Sistema en el cuál ocurre la transferencia de calor desde el fluido caloportador que absorbió energía en el circuito primario para ser traspasada al agua que opera en el circuito de almacenamiento posteriormente. El equipo que realiza este trabajo es denominado como intercambiador de calor y varía su tipo según la función deseada.
- *Circuito de consumo:* Equipo cerrado donde ocurre el almacenamiento del agua para ser utilizada posteriormente dependiendo de la necesidad. Dentro de este subsistema o subcircuito está incluido un elemento de apoyo llamado comúnmente calefón (mini caldera acuotubular) y cumple la función de aumentar la temperatura del agua sino fue suficiente en el circuito secundario.

En base a lo antes mencionado la siguiente figura representa una instalación termosolar de baja temperatura con sus respectivos circuitos y equipos que la conforman.

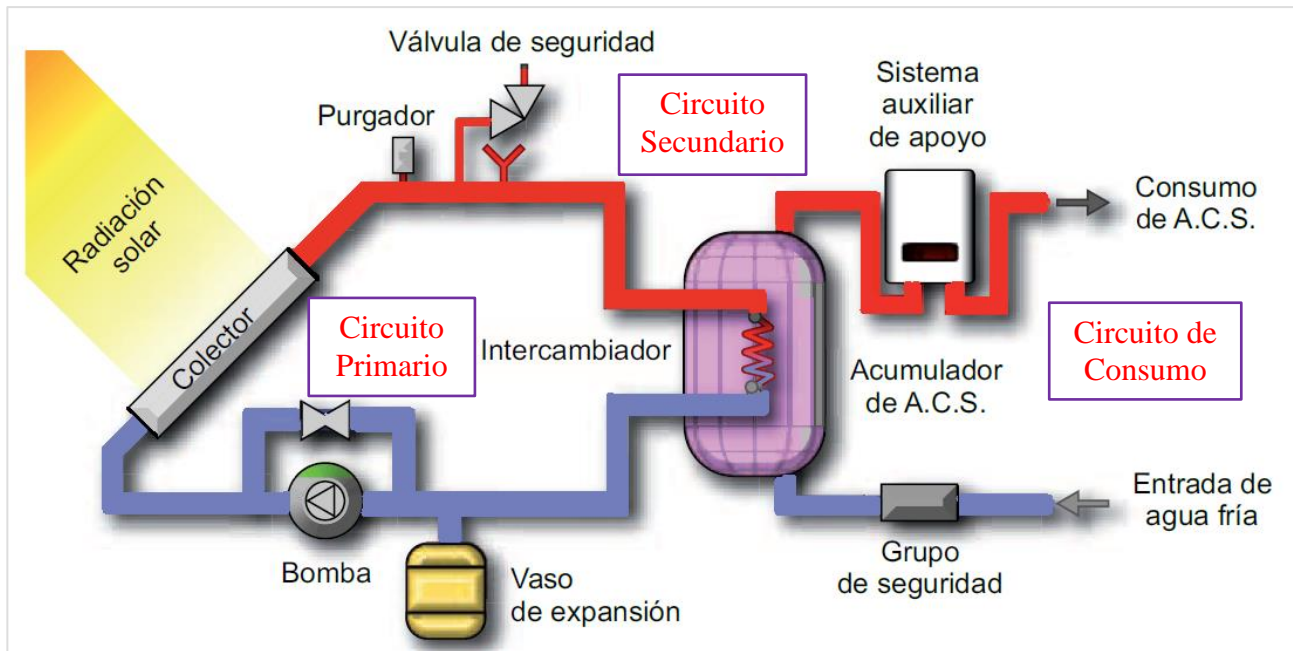


Figura 5.13 Instalación sistema termosolar de baja temperatura. Adaptado de [2]

Si se continúa con la explicación de los tipos de circuito y se apoya de la Figura 5.13 el circuito primario estaría ubicado hasta el intercambiador de calor y el circuito secundario es en gran parte el intercambiador de energía. Luego se finaliza con el subsistema de apoyo y sus elementos presentes.

5.6.1.1 Tipos de colectores solares térmicos

Una de las cualidades más fundamentales en una instalación termosolar de baja temperatura es el tipo de colector empleado ya que dependiendo de estos muchas veces se otorga la temperatura de trabajo de una instalación de esta clase. Dentro de los colectores más empleados están los siguientes:

- **Colector solar plano:** Tipo de colector formado por ciertas capas especiales de materiales donde se concentra la radiación solar sobre una superficie plana permitiendo transferir ésta a un fluido de trabajo, el cual hace entrega de la energía adquirida más tarde. Este tipo de elemento reduce la pérdida de calor por medio de un aislamiento térmico y un cristal. También es un colector considerado de medianas temperaturas el cual opera entre 60 y 90 °C. En este elemento la radiación penetrada es reunida en una cavidad para luego no dar salida a ésta dando lugar al efecto invernadero, es decir, la superficie transparente reduce las pérdidas por convección y la superficie absorbente tiene alta absorbancia, baja emisividad, baja reflectividad y alta conductividad térmica.
- **Colector solar de aire:** Los colectores solares de aire son empleados para calentar aire directamente y poder ser utilizado éste de forma inmediata en la calefacción de un edificio o aplicaciones para secado de algún productor agrícola. Por otro lado, con éste tipo de captador es posible añadir un intercambiador agua-aire lo que permite así mismo calentar agua para distintos fines.
- **Colector solar de tubos al vacío:** En este sistema de colectores se aprovecha la energía captada con mayor eficiencia debido a que la técnica de funcionamiento se basa en tubos al alto vacío permitiendo generar una cámara de vacío entre estos elementos concéntricos para prevenir la pérdida de energía. El principio de funcionamiento de los tubos es por diferencia de densidades del agua, ya que al calentarse ésta asciende al estanque de almacenamiento y la más fría se encuentra en la parte baja del tubo, eso permite un ciclo cerrado que va circulando con el aumento de la temperatura del agua. Sobre lo mismo, éstos tipos de colectores son considerados de alto rendimiento ya que emplean tecnologías más específicas donde es posible calentar agua hasta 110 °C lo que les permite ser muy utilizados en climas fríos.

Las siguientes figuras representan los colectores antes estudiados donde son más comunes los planos y los de tubos al vacío debido a la alta eficiencia de éstos mismos.

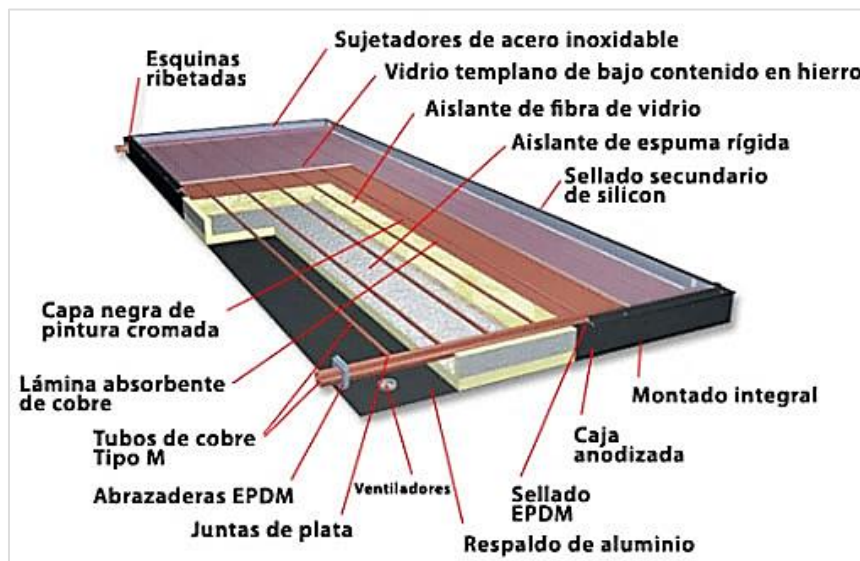


Figura 5.14 Colector solar plano. [46]

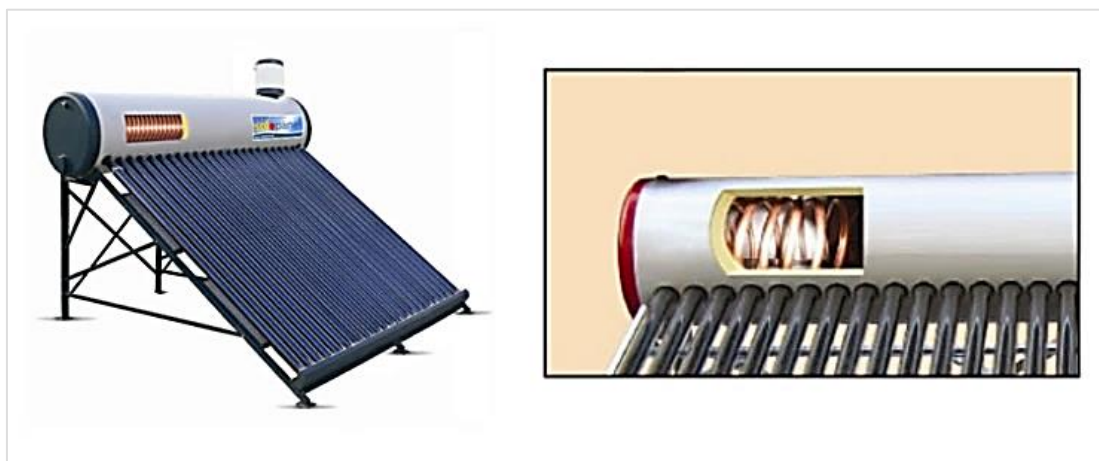


Figura 5.15 Colector solar de tubos al vacío y termosifón. [46]

En base a la Figura 5.14 y 5.15 se aprecian los tipos de colectores más empleados en el ámbito de la tecnología termosolar de baja temperatura lo que es aplicable para el calentamiento de agua a menos de 100 °C (colectores planos) y a más de 100 °C (colectores con tubo al vacío). Esta agua puede ser empleada en uso sanitario, calefacción, climatización de piscinas y calefacción de pisos radiantes.

5.6.1.2 Rendimientos de colectores

El factor rendimiento es un valor adimensional que se estudia en distintos segmentos de aplicación y es un antecedente clave a considerar en instalaciones, equipos, sistemas motorizados, entre otros. En el segmento de análisis actual también juega un rol fundamental ya que según el rendimiento de un colector solar se podrá tener una visión de cómo funcionará una instalación y sus capacidades según las necesidades del usuario. Este factor en este campo de análisis depende mucho del tipo de colector y como éste opera para proporcionar energía térmica como también de los elementos que está compuesto ya sean materiales, capacidad y condiciones climáticas en su operación, entre otros.

La idea de un buen rendimiento es que el colector sea capaz de tener las menores pérdidas de energía térmica en la cavidad de absorción, de esta forma aprovechar al máximo ésta.

Este parámetro en un colector principalmente como se ha comentado, depende de las condiciones climáticas, pérdidas por sombra, radiación incidente sobre la superficie del elemento, condiciones de consumo. Para ello lo esencial es realizar un buen tratamiento especial a la zona absorbadora de la radiación ya que finalmente es donde se retiene la energía necesaria para el fluido a calentar. En ello los principales tratamientos conocidos son los siguientes.

- Cromo negro: Tratamiento empleado principalmente en base de materiales de cobre y es muy considerado para evitar la corrosión en conjunto con una capa de níquel.
- Níquel negro: Este proceso es bien aplicado sobre bases de cobre al igual que el cromo negro entregando buenas propiedades de absortividad y estabilidad con el tiempo.
- Cristal negro: Tratamiento aplicado una vez depositada la película de níquel para adherir una capa de cristales especiales la cual se recubre con un spray a base de cristal líquido. Esto permite mejorar más las condiciones de la zona absorbadora de radiación.
- Depósito de electrones: Chorro de electrones aplicados en la zona tratada anteriormente, donde estos son aplicados en presencia de una cámara de vacío. El material se vaporiza y es depositado sobre la banda de cobre mientras oxígeno y nitrógeno son introducidos a baja presión en la cámara de tratamiento.

De los tratamientos antes expuestos, existen variados más de ellos, pero la finalidad de todos éstos procesos es mejorar la absorbancia de radiación a longitudes de ondas cortas y crear una baja emisividad de longitudes de onda larga, de esta forma captar y reunir la radiación para que sea transferida al fluido de trabajo posteriormente obteniendo las menores pérdidas energéticas.

5.6.1.3 Aplicaciones de instalaciones termosolares (Adaptado de [3])

Las aplicaciones de las instalaciones en análisis son variadas según su capacidad de aumentar la temperatura del agua o fluido a calentar, para ello se emplean mecanismos distintos en éstos circuitos de operación. Así, en la clasificación de aplicaciones están las siguientes:

- Producción de agua caliente sanitario (ACS): Para la aplicación de generar agua caliente sanitario los principales requerimientos es obtener ésta entre 40 a 50 °C. Esto da por entendido que los colectores más adecuados son de placa plana, pero esto depende de las personas que utilizaran el agua en distintos fines en una vivienda, hotel o hospitales ya que se debe considerar la reserva del agua con lo que se lograría satisfacer el 60 % de los días del año donde sea utilizado este método termosolar. Debido a eso las instalaciones para fines de ACS son las más empleadas en las áreas antes mencionadas ya que ayudan a generar un considerable ahorro de combustible. Es por eso que la que fiabilidad y versatilidad de esta técnica la convierte en la aplicación más competitiva dentro de esta tecnología termosolar ya sea una instalación con almacenamiento directo (termosifones) o circulación forzada. Por consiguiente, la implementación del termosifón o caldera modulable ofrecen la mejor alternativa para generar ACS dentro de una instalación pequeña y de bajo consumo de agua caliente.

En la producción de agua caliente sanitaria (Véase Figura 5.13) la instalación cuenta con ciertos equipos en los cuales algunos son necesarios en todas las instalaciones, pero otros pueden variar dependiendo de la aplicación como rango de temperaturas a generar, demanda deseada, tipos de paneles, entre otros.

- Climatización de piscinas: El calentamiento del agua de una piscina mediante energía solar es algo muy aplicado en la actualidad debido a los bajos rangos de temperatura que se requieren (20-30 °C). A la vez el emplear sistemas tradicionales para incrementar la temperatura de las piscinas mediante calderas alimentadas por combustibles fósiles ya no está siendo atractivo debido al incremento en el precio de éstos combustibles, en cambio la energía solar es renovable y además gratuita. Ante ello se debe tener en cuenta que en ésta aplicación son altos los volúmenes de agua a climatizar y se debe considerar una instalación de mayor capacidad. Por otro lado, sobre el

mecanismo de funcionamiento de este método solar se cuanta con ciertos componentes similares a los de generación de ACS, la diferencia está en poseer equipos con mayores capacidades para poder climatizar, pero ocurre lo similar donde la radiación es captada en los colectores, luego mediante un intercambiador se transfiere esta energía al agua que posteriormente es acumulada en el estanque para circular desde la piscina a éste constantemente según la necesidad.

Es importante mencionar que debido al rango de temperatura que se trabajan estos sistemas es muy factible emplear colectores sencillos con cierto tratamiento de pinturas negras cuando se trata de una zona con buen índice de radiación sino quizás se debería contar con equipos de mejor tecnología. Finalmente, en esta aplicación dependiendo del sistema existen algunos más complejos y otros más sencillos (Véase Figura 5.16) ya que esto lo hacen las exigencias en las cuales serán empleados.

- **Calefacción y refrigeración:** La tecnología termosolar tiene aplicación en la calefacción con mayor presencia, pero también últimamente está siendo implementada en la refrigeración. En la calefacción éste sistema puede ser aplicado en pisos con loza radiante o radiadores donde éstos transfieren la energía al ambiente, en cambio en loza radiante la energía es traspasada al piso lo que también ayuda a calefaccionar el ambiente de cierta forma.

En cambio, para la utilidad en la refrigeración es un poco más compleja debido a que se necesitan generar condiciones opuestas, comúnmente en ello se emplea el método de absorción donde se necesitan dos fluidos, uno que es el refrigerante y otro que sirve como medio de absorción del refrigerante. En el uso de estos sistemas solares para refrigeración es recomendable en la absorción usar una mezcla de litio-agua (LiBr-H₂O). Así mismo, relacionado con lo anterior la temperatura del sistema no puede ser menor a 4 °C debido a que el flujo refrigerante es el agua y puede cambiar de fase (a sólida) si se baja la temperatura del rango antes mencionado.

La implementación de un sistema solar térmico para el caso de la calefacción no requiere grandes exigencias debido que se necesitan temperaturas cercanas a los 45 °C de lo cual no se sugieren colectores de gran rendimiento, pero en el caso de la refrigeración es necesario contar con captadores de alto rendimiento para lograr crear las condiciones óptimas para el proceso.

A continuación, se presentan esquemas simples de las dos últimas aplicaciones estudiadas (Climatización de piscinas (Véase Figura 5.16) y calefacción – refrigeración (Véase Figura 5.17)).

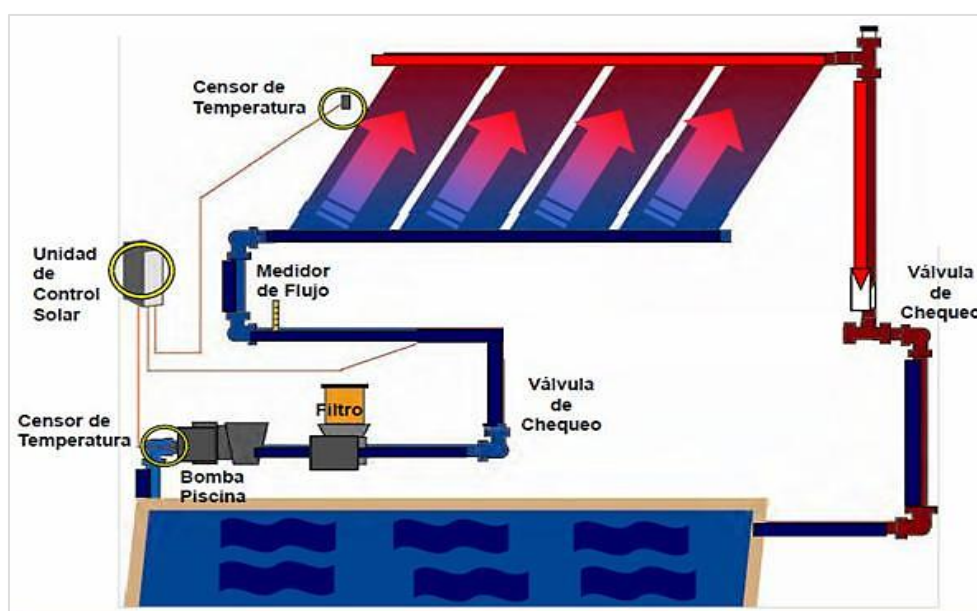


Figura 5.16 Climatización de piscinas, sistema simple. [47]

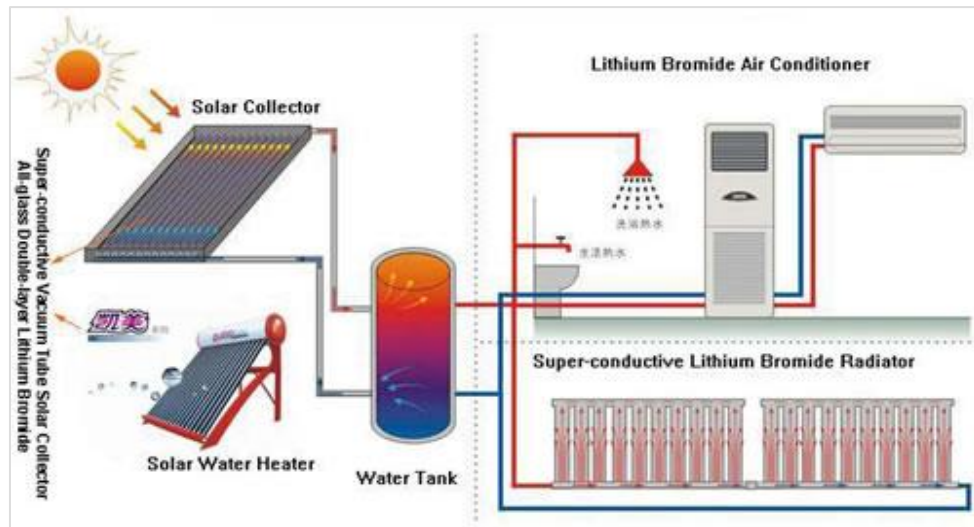


Figura 5.17 Técnica de calefacción y refrigeración con sistema termosolar. [48]

5.6.2 Tecnología de media temperatura (Centrales solares termoelectricas) (Adaptado de [2])

La tecnología termosolar de media temperatura es altamente empleada a nivel industrial debido a su fiabilidad y capacidad para producir energía térmica para distintos fines. A causa de eso es un método muy utilizado a nivel mundial en la generación de electricidad y también considerada para generar vapor en procesos del área de alimentos, industria textil, entre otros usos de relevancia. El método de funcionamiento para generar la energía térmica es mediante concentradores cilíndricos parabólicos los cuales concentran la radiación solar normal directa para transmitir ésta a un fluido caloportador mediante el cual se genera vapor para la necesidad que sea requerida.

En el ámbito de la producción de electricidad, los colectores cilíndrico parabólicos se suelen emplear junto a un ciclo Rankine con turbinas de vapor, pero actualmente se está planteando la integración de los colectores solares como sistema de producción de electricidad mediante el denominado ciclo combinado (CC). En este ciclo se emplean dos turbinas, una de vapor en ciclo Rankine y otra de gas en el ciclo Brayton, de tal forma que el calor residual producido en la turbina de gas, a temperatura en el orden de los 500 °C, se utilizan para alimentar la turbina de vapor. El mecanismo de estos sistemas para producir electricidad es de alto rendimiento debido a que existe un mayor aprovechamiento de la energía en los procesos generativos. Ahora si es considerado el sistema solar para esta técnica de CC se podrán obtener mejores condiciones y aún menor emisiones de gases invernadero de las cuales genera una central de CC térmica tradicional.



Figura 5.18 Campo solar de Colectores Cilíndrico Parabólicos. [2]

A continuación, se estudiarán los colectores cilíndrico parabólicos (CCP) para comprender sus detalles y componentes principales, los cuales son esenciales en instalaciones termosolares de su clase y que cumplen el rol más importante dentro de la generación de la energía que posteriormente es empleada en los procesos según la finalidad de la central.

5.6.2.1 Componentes principales de un colector cilíndrico parabólico

Un colector de la tecnología solar térmica de media temperatura está formado por ciertos elementos fundamentales los cuales logran generar la captación de la radiación solar. De esta forma, ésta es entregada a un fluido especial para generar vapor. Los elementos son los siguientes:

- Reflector cilíndrico parabólico
- El tubo absorbente
- Sistema de seguimiento
- Estructura metálica

5.6.2.1.1 Reflector cilíndrico parabólico

El estudio para ver el comportamiento de un reflector normalmente se realiza desde de la ciencia de la óptica parabólica y esférica donde se analizan distintos factores como ángulos de incidencias, ángulo de corona, estudio de los rayos desde distintas inclinaciones, reflexión de energía al receptor, entre otras condiciones que son muy considerables al momento de efectuar el diseño de estos dispositivos.

La misión del componente en investigación es reflejar y concentrar sobre el tubo absorbente la radiación solar directa que incide sobre su superficie. En otras palabras, este reflector es un espejo curvado en una de sus dimensiones con forma de parábola, que concentra sobre su línea focal toda la radiación solar que atraviesa su plano de apertura. Se consigue su superficie especular (reflexión en un solo ángulo) a base de películas de plata o aluminio depositadas sobre un soporte que le da la suficiente rigidez. En la actualidad se usan diferentes medios de soportes para la película reflectante donde se consideran distintos materiales de construcción y en ellos están los siguientes.

- *Chapa metálica:* Suelen usarse chapas de aluminio pulido de alta reflectividad especular (en torno al 80%) en las que el material soporte actúa a la vez de elemento reflexivo. La principal ventaja de esta opción es su bajo coste, pero su durabilidad es baja, ya que la superficie del aluminio se deteriora con cierta rapidez, disminuyendo la reflectividad, cuando está expuesta a la intemperie.
- *Vidrio:* Cuando se emplea vidrio de bajo contenido en hierro, sobre su cara posterior se deposita una fina película de plata protegida mediante una capa de cobre y otra de pintura epoxi. En función del espesor del vidrio sobre el que se deposita la película reflexiva de plata, se tienen dos tipos diferentes de espejos: de vidrio grueso (espesor de 3 mm) y de vidrio delgado (espesor de 1,5 mm). Al emplear vidrio de mayor espesor éste se debe curvar en caliente para adoptar la forma parabólica, pero en cambio cuando es vidrio con un espesor menor a 1.5 mm éste permite una flexibilidad suficiente para ser adaptado a la placa base.
- *Plástico:* Cuando el reflector consiste en una lámina de material plástico sobre la que se deposita una película de plata o aluminio, de modo que al final lo que se tiene es una fina lámina de plástico reflectante que puede pegarse sobre cualquier sustrato. Como en el caso de los espejos de vidrio delgados, la forma parabólica tiene que ser aportada por un soporte más resistente, sobre el que se pegará la lámina reflectante. La desventaja de este material es que reúne cierta suciedad lo que impide buena reflexión cuando está en operación como la poca durabilidad al enfrentarse a condiciones de la intemperie y altas temperaturas.

Actualmente en las centrales de generación de energía eléctrica de la presente tecnología, el reflector empleado en los colectores cilíndrico parabólicos está constituido por espejos de segunda superficie (la capa reflectante de plata está depositada en la cara posterior del vidrio) de bajo contenido en hierro.

Así mismo, en la aplicación a nivel mundial se emplea el vidrio debido a sus propiedades físicas para resistir temperaturas, permite mejor limpieza, resiste malas condiciones climáticas, entre otras.

La siguiente figura presenta el reflector de un colector cilíndrico parabólico en conjunto con otros elementos de éste que se estudiarán a continuación para su respectiva descripción y detalle.

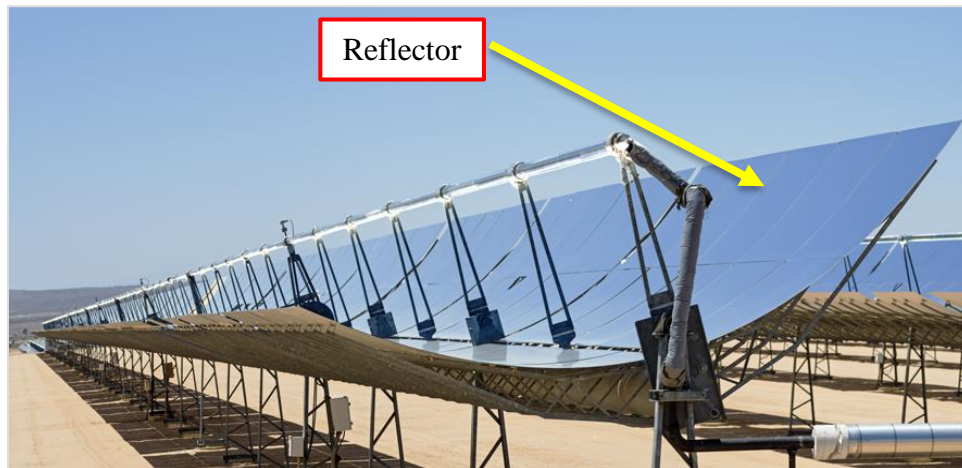


Figura 5.19 *Reflector de un Colector Cilíndrico Parabólico. Adaptado de [49]*

5.6.2.1.2 Tubo absorbente

Dispositivo fundamental en el colector solar el cual permite poder absorber la radiación solar concentrada por el reflector estudiado anteriormente. Este dispositivo puede ser construido de dos formas en donde puede constar de un tubo, o más frecuentemente, de dos tubos concéntricos. Para el caso de contar con dos tubos concéntricos el exterior de estos permite generar un cámara de vacío con el tubo interior (metálico) permitiendo de esta forma generar menos pérdidas por convección y aumentar el rendimiento en la transformación de energía. A causa de esto la temperatura del fluido de trabajo será mayor según lo antes comentado. De la misma manera el tubo metálico lleva un recubrimiento selectivo que posee una elevada absorptividad ($> 90\%$) y una baja emisividad en el espectro infrarrojo ($< 30\%$). En el caso del tubo de cristal que rodea al tubo interior tiene la doble misión de reducir las pérdidas térmicas por convección en el tubo metálico y de proteger de las inclemencias meteorológicas, lo que genera a un más la reducción de pérdidas comentadas al inicio.

Las temperaturas de trabajo del fluido que circula por el interior del tubo metálico dependen de la aplicación en donde será utilizada la energía generada por los colectores. Generalmente en las instalaciones para generar electricidad se emplea una temperatura cercana a los $450\text{ }^{\circ}\text{C}$ y es favorable usar aceite sintético debido a que la presión del vapor de aceite es menor que el del agua a elevadas temperaturas. Esto hace mención a que si se emplea agua como fluido de trabajo se debería tener el sistema presurizado para evitar que el agua se evapore.

Si se desea trabajar con temperaturas menores a $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ se puede emplear agua desmineralizada o una mezcla de etileno-glicol y si el rango de temperatura es $200\text{ }^{\circ}\text{C} < T^{\text{a}} < 450\text{ }^{\circ}\text{C}$ se emplea el aceite sintético debido al fenómeno de presiones explicado anteriormente.

Dependiendo del uso industrial se pueden emplear tubos absorbentes sin efecto de vacío entre los tubos concéntricos cuando la temperatura es de $300\text{ }^{\circ}\text{C}$ aproximadamente. Para ello solo se puede emplear un recubrimiento con cobalto, cromo o níquel negro los cuales son muchos más baratos que un tratamiento selectivo, así evitar mayores costos. Al contrario de lo anterior cuando el uso será en la generación de electricidad los tubos empleados requieren recubrimiento especial y además que estén al vacío lo que permite menores bajas por convección. En este caso los tubos miden 4 m de longitud aproximadamente y poseen una absorptividad del 95% y emisividad de 12% .

Las siguientes figuras presentan un esquema general del tubo absorbente y donde se ubica en el colector solar.



Figura 5.20 Ubicación tubo absorbente en Colector Cilíndrico Parabólico. Adaptado de [49]

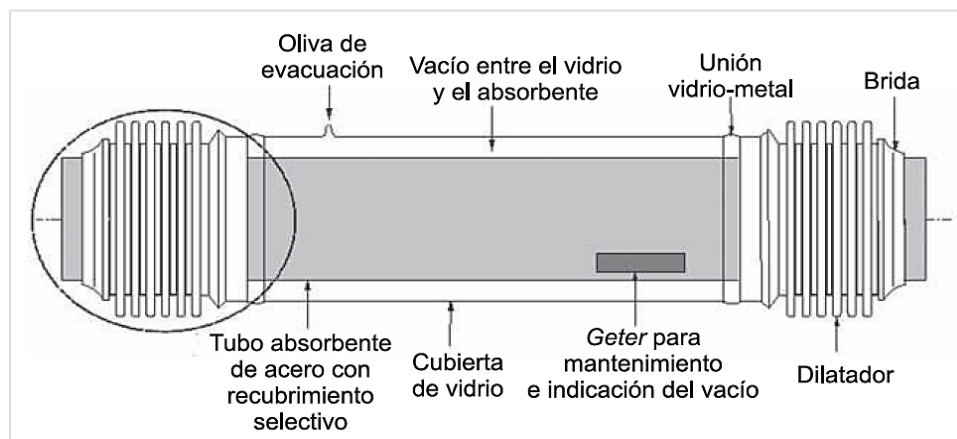


Figura 5.21 Esquema general tubo absorbente de Colector Cilíndrico Parabólico. [2]

5.6.2.1.3 Sistema de seguimiento del Sol

El sistema de seguimiento de los CCP busca aprovechar al máximo la radiación solar durante todo el día y para ello emplean un dispositivo que permite girar los colectores en un eje. La técnica de giro viaja desde Este al Oeste durante el día con el fin de enfrentar el reflector a la mejor posición de la radiación solar. Un CCP está formado por varios módulos de concentrados cilíndrico parabólicos donde en la rotación de estos se requiere un mecanismo eléctrico o hidráulico lo que genera llevar a los módulos de acuerdo a la posición del sol. Generalmente cuando los colectores forman una estructura de mayores magnitudes se deben emplear mecanismos de rotación hidráulicos para ahorrar costos de sistemas eléctricos y generar un funcionamiento menos forzado.

El movimiento del colector es controlado por un sistema electrónico de forma que el colector esté perfectamente enfocado al sol permitiendo captar la mayor radiación proveniente del sol. Para el correcto seguimiento del sol existen algoritmos para determinar la posición exacta del sol y sistemas de señales de células fotovoltaicas distribuidas en el colector.

El correcto seguimiento y funcionamiento de éstos sistemas definen también en buena parte la energía térmica que se genera para su posterior uso ya que si se está perdiendo parte de ésta en la captación por los CCP se verá afectado todo el sistema en adelante y bajarán los rendimientos de

generación de energía dependiente de la aplicación (producción de vapor para procesos o electricidad). La siguiente figura presenta el sistema de seguimiento o movimiento de los CCP.

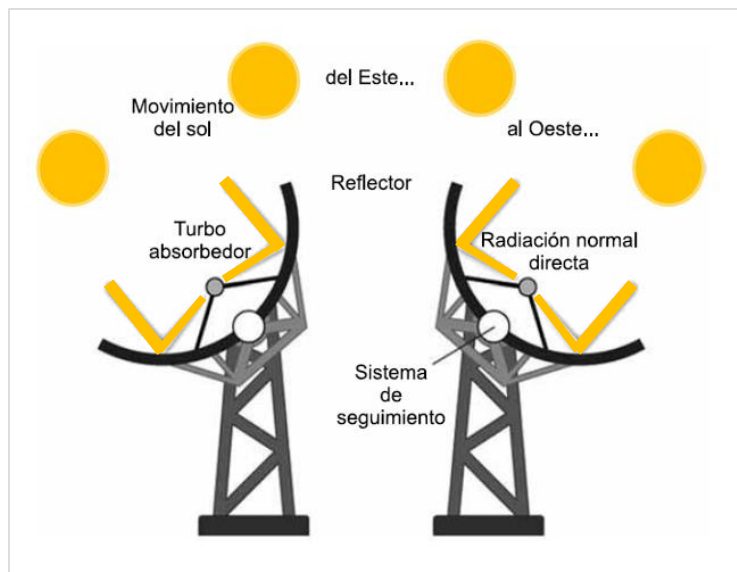


Figura 5.22 Sistema de seguimiento al Sol de un CCP. [2]

5.6.2.1.4 Estructura metálica

La estructura metálica es un elemento fundamental en una instalación de CCP ya que el colector se soporta en ella y además permite instalar el control de seguimiento para el sol, lo que opera en el proceso de captación de la radiación solar. Esta estructura permite anclar el colector dependiendo de su tamaño a los cimientos donde estos están unidos. Por lo general son estructuras de material ligeros y resistentes lo que les permitirá operar en condiciones donde sufrirán un aumento de temperatura ya sea tanto por conducción como por radiación.

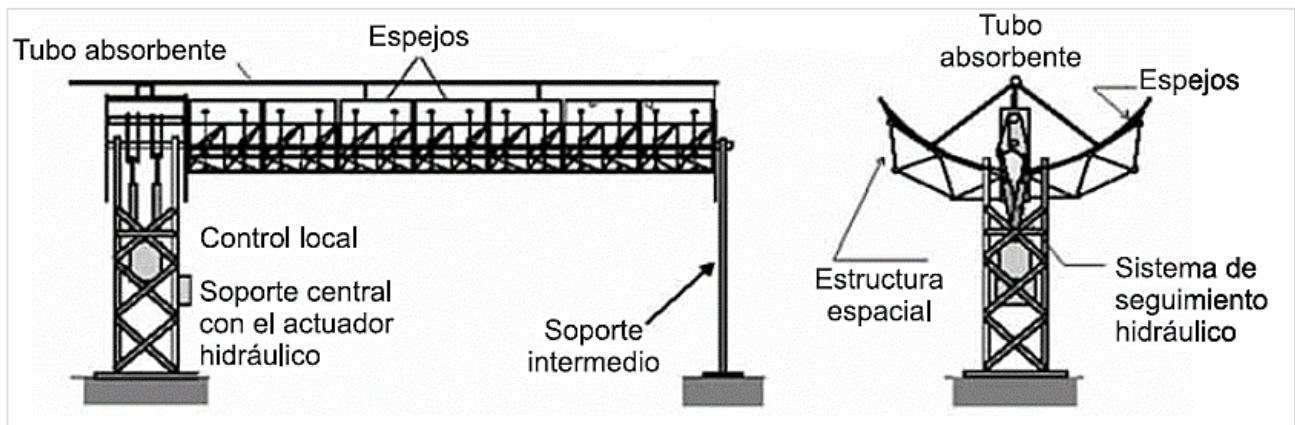


Figura 5.23 Estructura y cimientos de los CCP. [2]

5.6.2.2 Configuración del campo de los CCP

En la instalación de un campo solar de colectores cilíndrico parabólicos dependiendo de la manera en que se alimente de fluido térmico el campo de éstos, existen tres tipos fundamentales de configuración, los cuales son; *de retorno directo*, *de retornos invertidos* y *de alimentación central*. En el caso de retorno directo es el más empleado pero que presenta complicaciones entre las presiones de entrada y salida de cada línea lo que es debido a la longitud de las cañerías. También lo producido por lo antes comentado es la diferencia de flujo en cada de una de líneas, pero para controlar estos

fenómenos es recomendable instalar válvulas que equiparen las presiones de trabajo en las vías para evitar un mayor trabajo en la bomba.

En el caso del segundo método (Retorno invertido) es posible balancear el problema del flujo permitiendo un menor consumo de la bomba de alimentación, pero esto genera un costo más alto y mayores pérdidas debido a la longitud de las cañerías que el fluido debe recorrer.

Finalmente, en la última configuración que es una de las cuales permite ahorrar una tubería que recorre la longitud total del campo de colectores, permitiendo así un beneficio. Esta configuración necesita válvulas de homogenización en el flujo de las líneas, permitiendo un balance que no es muy próximo al de retorno invertido.

Es fundamental realizar la distribución del campo solar pero también conocer el caudal más óptimo para operar éste y saber que colectores se conectaran en paralelo o serie. A causa de esto la idea es comprender en qué condiciones se desea trabajar para no generar pérdidas en el intercambiador de calor debido a las temperaturas de operación de éste ya que el calor transferido en el intercambiador es $M_c \Delta T$, donde M_c es el flujo másico y el ΔT la diferencia de temperatura de trabajo. En otras palabras la idea es operar con un caudal óptimo y que el generador disminuya al máximo la temperatura de entrada lo que a la vez hace que no se provoquen grandes pérdidas de carga.

A continuación, se presentan las configuraciones antes estudiadas con la trayectoria que seguiría el fluido de trabajo en la alimentación de los colectores para el campo solar.

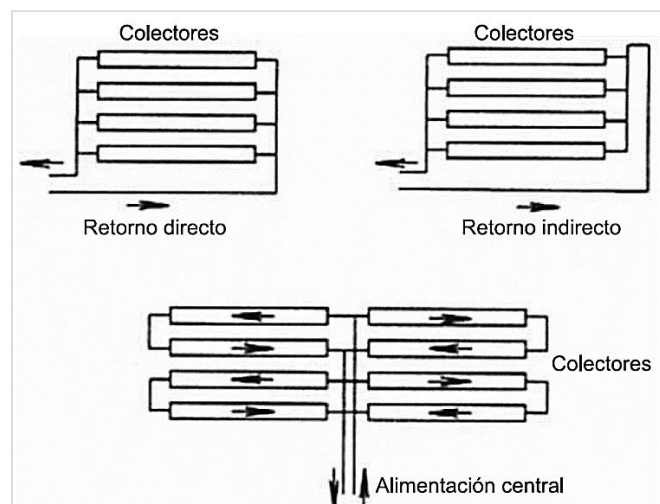


Figura 5.24 Posibles tipos de alimentaciones de un campo de colectores. [2]

5.6.2.3 Balance energético en CCP

Dos de los parámetros básicos que caracterizan a un colector cilíndrico parabólico son la razón de concentración y el ángulo de aceptación. La razón de concentración (C) es la relación entre el área de apertura del colector (A_{AC}) y el área total del tubo absorbente (A_{TA}). En otras palabras, definir este parámetro es como, la relación entre el área neta del captador que intercepta la radiación solar y el área de pérdidas de energía hacia el medio ambiente. En cambio, el ángulo de aceptación es el ángulo máximo que puede ser formado por dos rayos en un plano trasversal de la apertura del colector de manera que, intercepten el tubo absorbente después de ser reflejado por los espejos parabólicos (reflector del CCP).

Normalmente los valores de la razón de concentración que un CCP adopta están cercano a 20, pero teóricamente hay un valor máximo para esta relación en torno a 220. Por otro lado, el ángulo de aceptación de los colectores es menor de 1° debido a que si fuese mayor no se lograría captar la radiación solar presente sobre el reflector sino solo una fracción de esta. Estos dispositivos necesitan

seguir el sol con un error de seguimiento inferior al ángulo de aceptación del colector ya que la precisión que tienen los sistemas de posicionamiento actualmente es del orden de 0,25°.

Lo esencial de trabajar con colectores cilíndrico parabólicos es que las temperaturas operan entre un rango de 150 a 400 °C para no tener tantas pérdidas térmicas, pero si la temperatura de trabajo supera los 400 °C se presentan las pérdidas antes mencionadas y se produce una fuerte caída en el rendimiento del colector lo que perjudicaría al sistema completo de generación en adelante.

En la siguiente figura se pueden apreciar de forma gráfica los parámetros antes analizados como es el ángulo de aceptación y área de apertura que están involucrados en la razón de concentración geométrica.

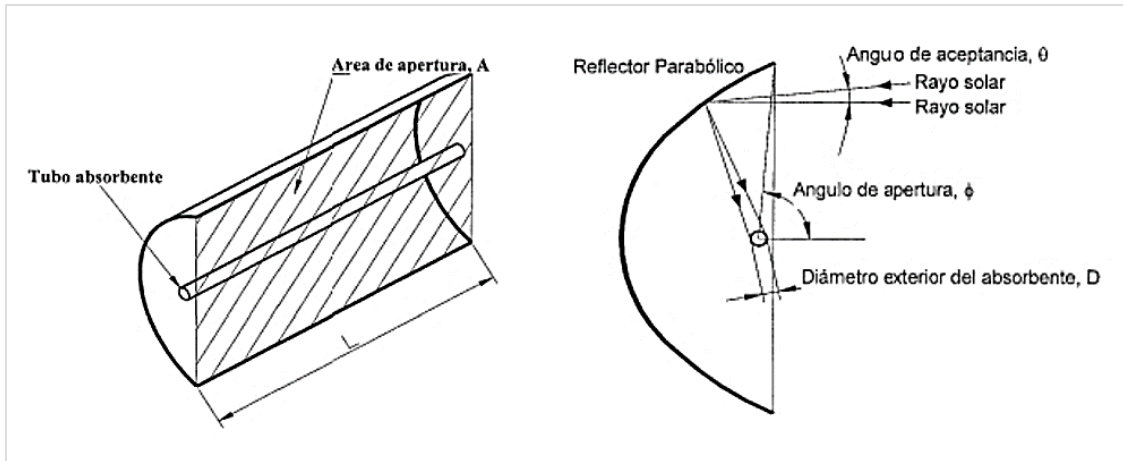


Figura 5.25 Parámetros de área de apertura y ángulo de aceptación de un CCP. [23]

La razón de concentración geométrica antes expuesta viene dada por la siguiente expresión.

$$C = \frac{A_{AC} \cdot 4}{A_{TA}} \quad [5.4]$$

Donde;

C: Razón de concentración.

A_{AC}: Es el área de apertura del colector.

A_{TA}: Corresponde al área total del tubo absorbente ($L \cdot \pi \cdot D^2$).

Nota: Las unidades de medidas de las áreas pueden variar debido a que el factor C es adimensional y pueden ser en m², pulg², cm², mm², entre otras. Lo importante es conservar unidades de área.

5.6.2.4 Tipos de pérdidas en un CCP

Al evaluar las pérdidas de los CCP se pueden encontrar varias que afectan el rendimiento de éstos dispositivos y por consiguiente la energía que pueden captar para el proceso de generación. Dentro de las pérdidas más estudiadas están:

- Pérdidas geométricas
- Pérdidas térmicas desde el tubo absorbente al ambiente
- Pérdidas ópticas

5.6.2.4.1 Pérdidas geométricas

Este tipo de pérdidas provoca una disminución del área efectiva de captación de los colectores y dentro de ellas en un CCP existen dos grupos:

- Debidas a la posición relativa de los colectores entre sí
- Inherentes a cada colector

En las pérdidas del primer grupo, éstas están causadas por la sombra parcial que algunos colectores pueden proyectar en los colectores adyacentes. Claramente, cuanto mayor distancia exista entre las filas paralelas de colectores, menor es el sombreado que unos pueden provocar sobre otros, pero la idea es aprovechar el espacio donde se instala el campo solar y suelen ocurrir este tipo de pérdidas. (Véase Figura 5.26).

En el segundo grupo donde ocurren pérdidas inherentes en cada CCP, las pérdidas geométricas, están causadas por el hecho de que los colectores están provistos de un sistema de seguimiento solar en un solo eje y, por lo tanto, solo pueden girar alrededor de éste lo que da lugar a la existencia del llamado ángulo de incidencia, φ . Este ángulo es el formado por la radiación solar directa que incide sobre el plano de apertura del colector y la normal a dicho plano de apertura, donde éste depende de la hora y el día del año. Así mismo es función de las coordenadas del sol con respecto a un sistema cartesiano con origen en el colector y provoca que en los extremos del colector haya una pérdida de superficie reflexiva útil. Es decir, en el último tramo del colector paralelo al tubo absorbente se pierde una cierta distancia denominada por L_E , donde la radiación reflejada no llega al tubo absorbente (Véase Figura 5.27).

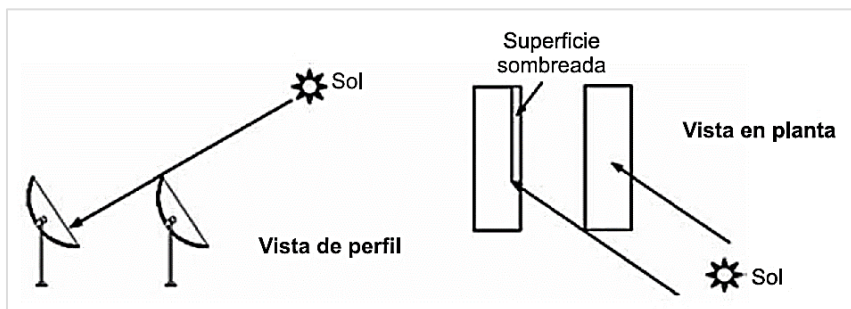


Figura 5.26 Pérdidas por sombra entre CCP. [2]

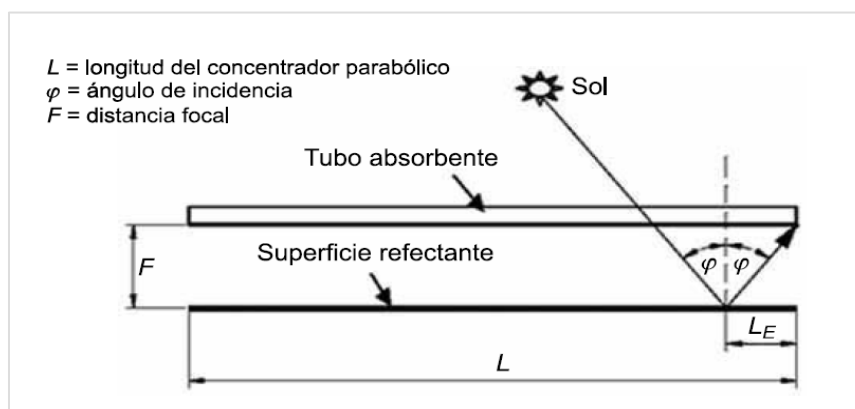


Figura 5.27 Pérdidas por inherente a cada CCP. [2]

La existencia de un ángulo de incidencia no solo reduce el área efectiva de captación que tiene el colector, sino que también afecta a los valores de la reflectividad, absorptividad y transmittividad, ya que estos parámetros presentan un valor máximo cuando el ángulo de incidencia es 0° . El efecto del ángulo de incidencia en el rendimiento del colector se cuantifica mediante un parámetro que se denomina modificador por ángulo de incidencia, K . Este término considera las pérdidas ópticas y geométricas que tienen lugar en el colector para un ángulo de incidencia $\varphi \neq 0^\circ$.

5.6.2.4.2 Pérdidas térmicas desde el tubo absorbente al ambiente

Las pérdidas térmicas están formadas por pérdidas de calor por conducción a través de los soportes de los tubos absorbentes, pérdidas por radiación, convección y conducción desde el tubo absorbente hacia la cubierta de cristal, y pérdidas por convección y radiación desde el tubo de cristal al ambiente. En aquellos tubos absorbentes en los que entre el tubo metálico y el de cristal hay vacío, las pérdidas térmicas por conducción y convección desde el tubo metálico hacia la cubierta de vidrio quedan eliminadas, por lo que hay entre el tubo metálico y la cubierta de cristal pérdidas por radiación solamente.

Habitualmente las pérdidas en sistemas energéticos se calculan en base a las ecuaciones de transferencia de calor por convección, radiación y conducción, pero en la práctica las pérdidas térmicas globales, Q_L , en un CCP se calculan mediante un coeficiente global de pérdidas térmicas desde el tubo absorbente al ambiente, U_L :

$$Q_L = Q_{ABS,RAD} + Q_{ABS,COND/CONV} = U_{L)abs} \cdot \pi \cdot D_O \cdot L \cdot (T_{abs} - T_{amb}) \quad [5.5]$$

Donde;

T_{abs} : Temperatura media del tubo absorbente metálico [°C].

T_{amb} : Temperatura ambiente [°C].

D_O : Diámetro exterior del tubo metálico absorbente [m].

L : Longitud de tubo absorbente (coincide con la longitud del CCP) [m].

$U_{L)abs}$: Corresponde al coeficiente global de pérdidas y viene dado por unidad de área del tubo absorbente [$W/m^2_{abs} \text{ } ^\circ C$].

Nota: Un valor aproximado para el coeficiente global de pérdidas para un CCP con tubo de vacío es de $4 W/m^2_{abs} \text{ } ^\circ C$, para temperaturas de operación cercas a los $350 \text{ } ^\circ C$. Si éstas son mayores las pérdidas serán mayores como se estudió anteriormente y colector tendrá un bajo rendimiento.

5.6.2.4.3 Pérdidas por óptica

Las pérdidas ópticas son generadas debido a que los componentes del CCP no son construidos con materiales ideales, es decir, poseen imperfecciones, no son 100% transparente como en el caso del vidrio externo del tubo absorbente, entre otras cualidades de los componentes que generan la mínima pérdida afectando a la captación de la radiación solar. Estas imperfecciones provocan que solo una parte de la radiación solar directa que incide sobre la superficie del concentrador parabólico llegue al fluido que circula por el interior del tubo absorbente. Ante ello, los cuatro parámetros que intervienen en las pérdidas ópticas de un CCP son:

- **Reflectividad (ρ):** La reflectividad analiza la energía reflejada por el reflector y también menciona la pérdida debido a que ésta se refleja porque la superficie reflectora no es perfecta. Los valores típicos de la reflectividad están alrededor del 90% en una superficie limpia. A causa de lo anterior, la reflectividad es afectada por la suciedad que se deposita en la superficie reflectora y puede llegar a descender con un valor de 0,26 % por día si no se limpia esta área de los CCP.
- **Factor de intercepción (γ):** Este factor indica que una fracción de la radiación solar reflejada por los espejos no alcanza a la cubierta de cristal del tubo absorbedor debido a diversas causas, como imperfecciones microscópicas o macroscópicas de los espejos, entre otros factores. Estas imperfecciones provocan que algunos rayos no intercepten al tubo absorbente durante su trayectoria después de ser reflejados. Para este factor un valor típico es 95%.
- **Transmisividad cubierta de cristal (τ):** El tubo metálico está cubierto por el tubo externo de cristal y la radiación solar se ve afectada en cierta parte debido a que no atraviesa el cristal y se refleja, esto es debido a que el cristal no es 100% transparente. Para esta propiedad un valor típico es 90 a 95%, dependiendo de que si el cristal haya sido expuesto a un tratamiento antirreflexivo o no.

- **Absortividad de la superficie selectiva (α):** Este parámetro cuantifica la cantidad de radiación incidente sobre la superficie selectiva que ésta puede absorber y un valor típico de la absortividad está en el rango 90 a 96%.

De los 4 parámetros antes analizados se determina un rendimiento óptico máximo para el CCP y está dado por el producto de éstas propiedades. Además, la siguiente figura representa como son estudiadas las pérdidas ópticas con los parámetros antes conocidos y como éstos inciden en el reflector y tubo absorbente.

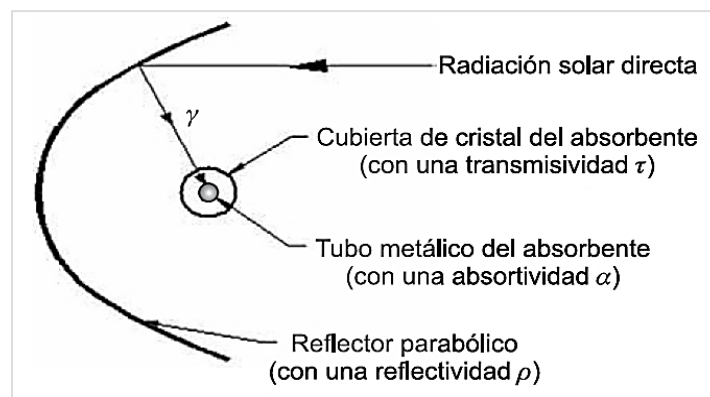


Figura 5.28 Pérdidas ópticas de un CCP. [2]

5.6.2.5 Rendimiento de un Colector Cilíndrico Parabólico

La energía que capta el CCP es menor que la que se analiza idealmente debido a las pérdidas que presentan estos elementos, como las geométricas, ópticas y térmicas. Para ello se analizan tres rendimientos diferentes y un parámetro, los que suelen definirse en un CCP en condiciones ideales.

- **Rendimiento óptico ($\eta_{opt,0^\circ}$):** Estudia las pérdidas con un ángulo de incidencia de 0° y está dado por el producto entre los 4 factores analizados en las pérdidas ópticas.
- **Rendimiento térmico (η_{th}):** Considera todas las pérdidas térmicas que tienen lugar en el colector debido a la energía perdida dependiendo de la temperatura del fluido y la radiación solar directa.
- **Rendimiento global (η_{global}):** Considera todas las pérdidas, tanto ópticas como geométricas y térmicas que se presentan en un CCP.
- **Modificador por ángulo de incidencia (K):** Cuantifica todas las pérdidas ópticas y geométricas que se producen en un colector para un ángulo de incidencia $\varphi \neq 0^\circ$. Donde se consideran además las producidas por los soportes en los extremos de tubo absorbente.

Para analizar el rendimiento del colector es necesario conocer la energía solar incidente en el CCP, la cual es dada por la siguiente expresión:

$$Q_{sol} = S_c \cdot I \cdot \cos(\varphi) \quad [5.6]$$

Donde;

Q_{sol} : Energía solar incidente sobre el colector [W].

S_c : Área de apertura de la superficie reflexiva del colector [m^2].

I : Radiación solar directa [W/m^2].

φ : Ángulo de incidencia radiación solar sobre el colector [grados sexagesimales].

Conocida la energía útil que capta el colector, ahora es necesario conocer la energía térmica útil que absorbe el fluido térmico para luego ser proporcionada al proceso, donde ésta está dada por la siguiente expresión:

$$Q_{Util} = q_m \cdot (h_{sal} - h_{ent}) \quad [5.7]$$

Donde;

Q_{Util} : Energía térmica útil suministrada por el colector [W].

q_m : Corresponde al caudal másico del fluido de trabajo [kg/s].

h_{sal} : Entalpía del fluido de trabajo a la entrada al colector [J/kg].

h_{ent} : Entalpía del fluido de trabajo a la salida del colector [J/kg].

Estudiadas las propiedades de la energía que operan en el colector para determinar *el rendimiento óptimo basta tan solo con obtener la energía útil y la energía solar incidente en el colector y realizar el cociente entre ambas magnitudes*. Ante lo mismo, el rendimiento óptimo depende mucho de la limpieza del colector ya que al tener suciedad se ven afectadas las propiedades ópticas. Así, según todo lo antes fundamentado la siguiente figura representa el diagrama de las pérdidas y rendimiento de un CCP.

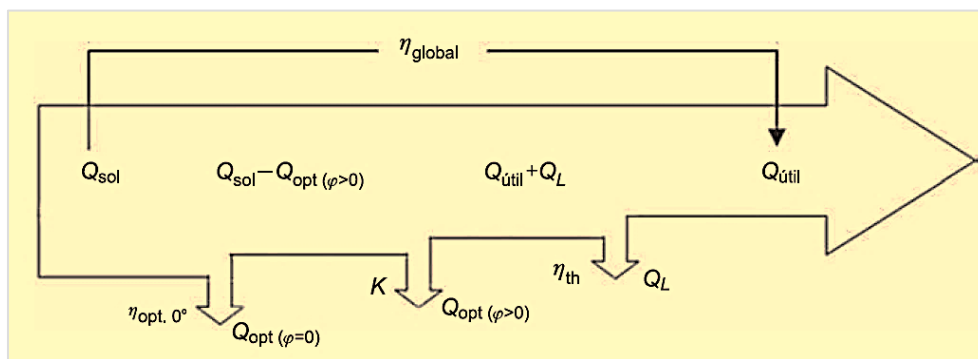


Figura 5.29 Diagrama de rendimiento y pérdidas de un CCP. [2]

5.6.3 Tecnología de alta temperatura (Centrales solares termoelectricas) (Adaptado de [2])

La implementación de alta temperatura consta de varios sistemas de generación como es la de receptor central de torre, sistema fresnel, discos parabólicos y hornos solares. En estos métodos las temperaturas son superiores a 400 °C por lo que se emplean frecuentemente para la producción de electricidad y dentro de las tecnologías más usuales son las centrales de torre y discos parabólicos, siendo las estudiadas a continuación, considerando que instalaciones de torre tienen más participación en el área de generación de electricidad a nivel mundial.

5.6.3.1 Tecnología receptor central de torre

Sistema de captación de la radiación solar mediante la contracción de ésta en una torre donde en la parte superior se encuentra el receptor o también conocido como intercambiador de calor directo, aunque en otro caso la energía es transportada a un equipo diferente para hacer el proceso de transferencia mediante cierto fluido caloportador especial. La radiación solar es dirigida a la torre mediante receptores llamados helióstatos (espejos planos) con los cuales en éstas centrales pueden permitir generar potencias superiores a 100 MW en la actualidad, pero en su desarrollo eran prototipos de plantas entre 0,5 y 10 MW con los cuales se determinó la viabilidad de esta tecnología (Años 80).

En la presente tecnología existen ciertos elementos fundamentales los cuales son necesarios para la captación de la radiación solar y generación de energía eléctrica, en ello éstos son los siguientes.

- Sistema de colector (Helióstatos)
- La torre receptora
- El receptor
- Sistema de control



Figura 5.30 Central termosolar de tipo Torre. [41]

5.6.3.1.1 Helióstatos

El helióstato, cuya función es captar la radiación solar y redirigirla hacia el receptor, es un elemento fundamental junto al receptor central en la operación de estas instalaciones. Los helióstatos están constituidos por una superficie reflectora, estructura de soporte, mecanismo de movimiento y un sistema de control. Con respecto a la superficie de estos dispositivos ésta está constituida de vidrio-metal y es una de las más utilizada en la actualidad, aunque existen superficies reflectoras a base de películas poliméricas. Junto a lo mismo, las superficies actualmente pueden tener un área de 150 m^2 , comenzado las primeras en áreas de $45 - 50 \text{ m}^2$ cuando se impulsó la tecnología.

La distribución del campo de colectores depende de cómo estará ubicada la planta y dependiendo de la orientación para realizar el seguimiento del sol. El objetivo de esto es generar la mejor recepción de la radiación solar y poder dirigir ésta al receptor central sin mayor problema. Ante ello, las configuraciones principalmente empleadas son, a un lado de la torre o alrededor de la ésta.

La siguiente figura presenta los helióstatos en una central termosolar de torre y su distribución en esta (alrededor de la torre).

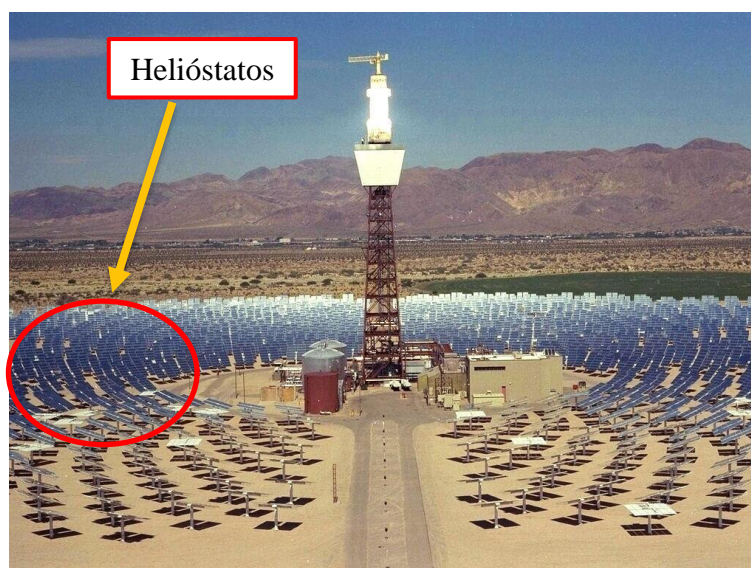


Figura 5.31 Campo de helióstatos. [41]

5.6.3.1.2 La torre

Elemento en el cual se encuentra el receptor de la energía solar dirigida desde el capo de heliostatos. Esta estructura puede ser construida de hormigón o de estructura metálica y posee una altura elevada para evitar las sombras entre los colectores, permitiendo de esta forma dirigir la radiación sin problemas al receptor.

5.6.3.1.3 Receptor central

Dispositivo ubicado en la parte superior de la torre y lleva por función recibir la radiación solar para transformar ésta, en energía térmica posteriormente. Lo que ocurre aquí es que crea un aumento en la entalpia de un cierto fluido de trabajo. Ante ello para realizar el proceso de transformación de energía en el desarrollo de estos elementos a lo largo de su aplicación se emplean según el fluido de trabajo, los cuales son desde el punto de vista de la geometría receptores de cavidad y externos, donde éstos últimos pueden clasificarse en planos, cilíndricos y semicilíndricos.

Por el mecanismo de transferencia de calor los receptores pueden catalogarse en receptores de radiación directa (DAR) y absorción indirecta donde se encuentran los tubulares, los de placa (RAS) y los volumétricos, ya sean atmosféricos (TSA) o presurizados (REFOS). Finalmente, este transformador de energía en estudio se clasifica según su fluido de trabajo en donde se pueden encontrar los que operan con agua-vapor, aire, sales fundidas, sodio fundido, partículas sólidas, entre otros.

La siguiente imagen y tabla presenta algunos de los receptores analizados anteriormente y condiciones de operación según fluido de trabajo que emplean éstos.

Tipo absorbente	Tubos		Absorción directa	Volumétrico	
	Agua-vapor	Sodio liquido		Metálico	Cerámico
Tipo de Fluido	Agua-vapor	Sodio liquido	Sales fundidas	Aire	
Flujo [MW/m ²]					
Promedio:	0,1 - 0,3	0,4 - 0,5	0,4 - 0,5	0,5 - 0,6	0,5 - 0,8
Máximo:	0,4 - 0,6	1,4 - 2,5	0,7 - 0,8	0,8 - 1,0	0,9 - 1,6
Temperatura de salida fluido °C	490 - 525	540	540 - 565	700 - 800	800 - 1.200

Tabla 5.3 Condiciones de operación en algunos receptores. Adaptado de [2]

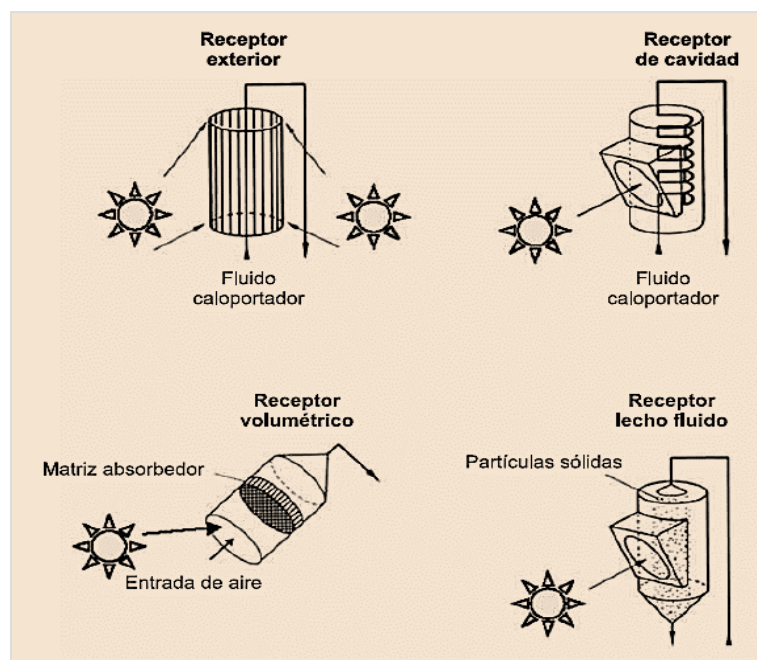


Figura 5.32 Tipos de receptores. [2]

5.6.3.1.4 Sistema de control

Una central de torre se compone de campo de heliostatos, de la unidad receptora, el intercambiador de calor, unidad de almacenamiento térmico, la unidad de generación de vapor y la turbina. Normalmente cada uno de éstos equipos lleva su propia unidad de control. El sistema de control integrado se comunica con las distintas unidades para coordinarlas de forma que la planta funcione de manera eficiente y segura. El sistema de control maestro de una planta solar de torre opera en distintos niveles. El primer nivel se ocupa de controlar la posición de los heliostatos de forma que sigan al sol apuntando continuamente al receptor y suministrando información al nivel superior sobre el estado de éstos elementos concentradores. El segundo nivel es el sistema de control distribuido que envía información al campo de heliostatos.

Por otro lado, el vector solar necesita ser calculado para cada espejo plano que se apunta en la dirección de la bisectriz del ángulo formado por el vector solar y el vector que une el centro del elemento con el receptor. Los sistemas actuales utilizan un esquema de control en bucle abierto que calculan la dirección del vector solar. El cálculo del flujo que llega al receptor se hace en bucle abierto sin tener en cuenta los errores debidos a la estimación de la posición de los heliostatos, de la torre, del propio modelo solar, latitud y longitud, el astigmatismo que depende del tiempo, la refracción atmosférica, la precisión de los posicionadores y las tolerancias mecánicas y de montaje. Ante lo antes comentado sobre los errores, la solución que se ha empleado es ubicar una cámara CCD, donde ésta captura la imagen del sol reflejado por cada uno de los heliostatos en un blanco utilizado para la corrección de éstos errores y la calibración automática de los espejos. Las imágenes obtenidas permiten calcular la diferencia de posición entre el centro de la imagen y el centro del blanco y utilizar esa información para, mediante un algoritmo de control llevar rápidamente la imagen al centro del objetivo corrigiendo los errores de posicionamiento de los espejos captadores de la radiación solar normal directa.

5.6.3.1.5 Balance energético de centrales de receptor central de torre

El funcionamiento de una central de torre está acompañado de ciertos procesos o etapas para concluir su finalidad de generación, pero en éstas fases se presentan situaciones de pérdidas, las cuales principalmente se producen en ciertas etapas. Ante ello, las pérdidas se producen en las etapas siguientes.

- 1.- Captación de la radiación solar por el campo de heliostatos.
- 2.- Transmisión de la radiación solar a través de la atmósfera hasta el receptor.
- 3.- Captación de la radiación solar concentrada por el receptor.
- 4.- Conversión fototérmica.
- 5.- Conversión de la energía térmica en energía mecánica.
- 6.- Generación de electricidad.

Según las fases antes presentadas sus pérdidas asociadas al proceso son las siguientes:

- 1.- Sobre las pérdidas por captación de la radiación solar sobre los heliostatos se presentan dos principales que son las pérdidas por reflectividad y pérdidas geométricas. En la primera clase, éstas se producen debido a que gran parte de la radiación incidente en la superficie del espejo es absorbida por la misma, de la cual se refleja una cierta cantidad donde ésta depende de la longitud de onda incidente. Para el segundo grupo, éstas se generan debido a la geometría del campo solar como son las pérdidas por sombra, reducción del área de reflexión y por bloqueo, donde la última parte de la radiación reflejada no alcanza el receptor por el colector posterior (Véase Figura 5.33).
- 2.- En las pérdidas generadas por el proceso de transición desde el heliostato al receptor, están muy ligadas a la atenuación que sufren debido a las condiciones atmosféricas al momento de generarse la reflexión desde el colector. De esta forma mientras mayor sean la distancia entre los elementos mencionados mayores serán las pérdidas producidas.

3.- Estas son debido a las imperfecciones en la superficie reflectora de todos los espejos, errores de agrupación en el campo solar y otras. Esto genera que una parte de la energía reflejada al receptor no alcance la zona correcta de éste. En consecuencia, para cuantificar éste fenómeno se realiza mediante el factor de desbordamiento o Spillage.

4.- En el proceso de conversión fototérmica que tiene lugar en el receptor central se generan pérdidas como las descritas a continuación.

- Pérdidas por radiación: En esta se producen pérdidas por reflexión, donde éstas dependen de la absorptividad de la superficie absorbidora. También se generan pérdidas por emisión que tienen relación con la temperatura de la superficie que absorbe y emisividad de ésta.
- Pérdidas por convección: Se generan por la diferencia de temperatura entre la superficie absorbidora y la temperatura del aire. Aquí ocurre que la zona entrega energía al ambiente para producir un equilibrio térmico, pero esto no se logra nunca debido a la dimensión del ambiente.
- Pérdidas por conducción: Estas son generadas por el traspaso de energía a las superficies y elementos cercanos al lugar donde ocurre la conversión fototérmica.

5.- y 6.- Pérdidas generadas en las últimas etapas de la generación de electricidad si es esa la finalidad de central y que quizás sea lo más correcto. En ello, éstas son producidas por las etapas de transformación de la energía como en el intercambiador de calor, turbina, generador. Generalmente en los elementos mecánicos rotatorios las pérdidas se asocian a las partes que unen a éstos que permiten el girar donde es necesario energía para ello y se producen pérdidas de esta clase, como ocurre con el roce.

Cada uno de los procesos estudiados anteriormente llevan pérdidas asociadas que dependen de distintos factores y que finalmente generan que la energía inicial sea distinta a la real utilizable, eso se describe en el diagrama siguiente con los respectivos rendimientos generados (Véase Figura 5.34).

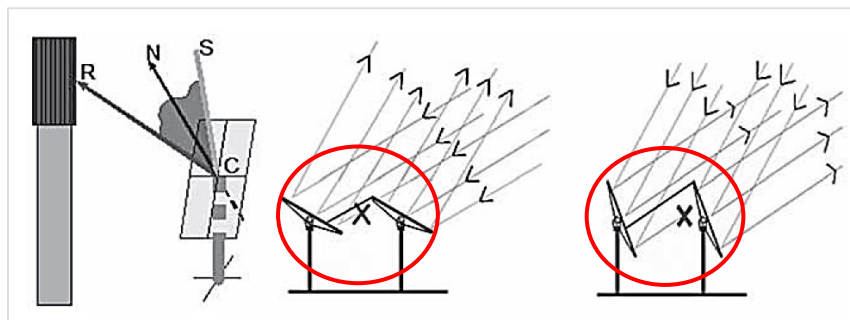


Figura 5.33 Pérdidas en la captación de la radiación solar en una central de Torre. [2]

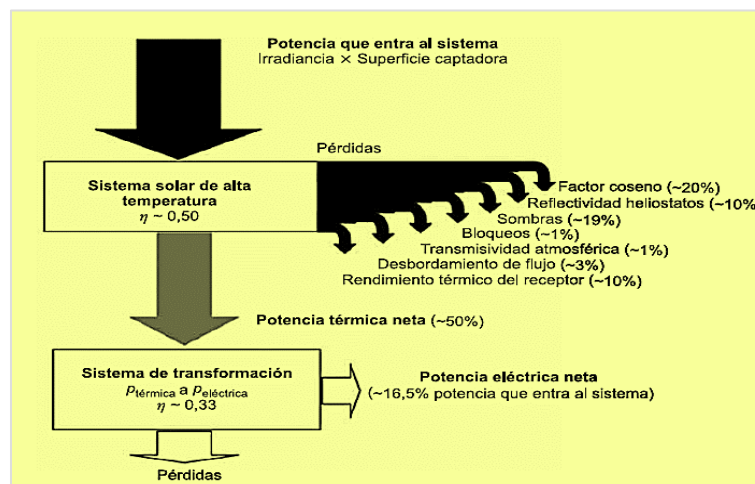


Figura 5.34 Diagrama de pérdidas y rendimientos en una central de Torre. [2]

5.6.3.2 Tecnología disco parabólico (Motor Stirling)

Esta tecnología no está muy avanzada para la generación de electricidad, pero ha evolucionado tanto en Europa como en EE.UU. hacia la construcción de unidades autónomas conectadas a motores Stirling situados en el foco del disco, con potencias de 7-25 kW. Los sistemas disco-Stirling presentan una alta eficiencia en la conversión de la radiación solar en energía eléctrica, entre 25-30%, en condiciones nominales de operación. Además, se pueden conseguir relaciones de concentración superiores a 3.000, lo que permite alcanzar temperaturas entre 650 °C y 800 °C y eficiencias nominales en los motores Stirling entre 30-40%.



Figura 5.35 Discos parabólicos con motor Stirling. Adaptado de [43]

Estos sistemas de generación de electricidad mediante la concentración de la radiación solar están conformados por los siguientes elementos:

- Concentrador
- Receptor
- Sistema de generación
- Estructura soporte y mecanismo de movimiento

5.6.3.2.1 Concentrador

La forma de la superficie reflexiva en un sistema de éste tipo es la de un paraboloide de revolución, donde los discos parabólicos pueden ser construidos tanto con facetas que aproximan de forma discreta a la geometría del paraboloide o con membrana tensionada de metal aproximando así de manera continua a la geometría buscada. La superficie reflexiva se consigue a base de espejos de vidrio o de películas reflectantes. Existen distintos tipos de concentradores donde sus diámetros de apertura oscilan entre los 7 m de los sistemas más antiguos y 17 m en los desarrollados recientemente, aunque se han construido discos de tamaño mayor para estudios y análisis de comportamiento en la generación de energía eléctrica. De igual forma, los concentradores permiten tener relaciones de concentración que llegan a alcanzar el valor de 3.000 y temperaturas de trabajo de hasta 750 °C con las cuales pueden generar un buen potencial para producir electricidad posteriormente.

5.6.3.2.2 Receptor

Las dos funciones principales del receptor son absorber la radiación solar reflejada por el concentrador y transferir la energía absorbida al fluido de trabajo de la máquina térmica asociada. Este elemento constituye la interfaz entre el concentrador y la máquina térmica donde los receptores más usuales son hasta la actualidad, receptores de tubo directamente iluminados que permiten una adaptación directa del calentador de los motores Stirling y receptores de reflujos.

Para el primer caso el absorbedor está formado por un haz de tubos por donde circula el fluido de trabajo del motor. La radiación solar incide directamente sobre estos tubos y es transformada en energía térmica para luego ser transmitida al fluido de trabajo. Las altas temperaturas de trabajo de estos absorbedores (cerca de 800 °C) dificultan el empleo de recubrimientos selectivos por el gran solape de la radiación emitida y absorbida. Por otro lado, en el receptor de reflujo emplea un fluido intermedio para la transmisión del calor, donde suele ser un metal líquido (normalmente sodio) y que mediante su evaporación en la superficie del absorbedor y su condensación en los tubos genera que circule el fluido de trabajo lo que, al condensar el metal líquido, por gravedad regresa a la superficie del absorbedor para captar la energía nuevamente.

5.6.3.2.3 Sistema de generación

El sistema generación en un disco parabólico está constituido por un ciclo termodinámico de potencia o máquina térmica y el generador. Este último transforma la energía mecánica en electricidad y el desarrollo de los sistemas de discos parabólicos ha estado muy ligado a los motores *Stirling*. En este caso el ciclo Stirling utiliza un gas de trabajo, que suele ser helio o hidrógeno, que es calentado y enfriado alternativamente mediante procesos a temperatura y a volumen constantes. Normalmente los motores Stirling incorporan un elemento capaz de elevar el rendimiento del motor, pues se almacena energía térmica durante el enfriamiento del gas a volumen constante para posteriormente cederla de nuevo al gas cuando éste se calienta en un nuevo proceso que también se da a volumen constante.

Las primeras aplicaciones del ciclo *Stirling* al aprovechamiento de la energía solar donde con éste tipo se ha logrado conseguir el mayor rendimiento de conversión en sistemas solar-eléctrico (29,4%) con un sistema de 25 kW eléctricos mediante hidrógeno como fluido de trabajo a 200 bar y una temperatura máxima del ciclo de 720 °C. En este caso el rendimiento térmico del motor *Stirling* fue del 41% lo que lo hace ser un sistema de generación de gran potencial. Respecto a lo anterior, los rendimientos en estos sistemas suelen estar en 30% y 40% con potencias entre 5 y 25 kW.

5.6.3.2.4 Estructura y método de seguimiento (Adaptado de [14])

El sistema de disco parabólico necesita ubicarse constantemente de tal forma que los rayos de la radiación directa del sol estén paralelos al eje de la parábola. En ello para lograr esto se debe realizar el seguimiento en dos ejes de la posición del sol y actualmente éstos sistemas se puede dividir en de tres tipos:

- Seguimiento de elevación – acimutal: En este tipo de seguimiento el disco concentrador está ubicado en un plato que gira en un plano paralelo a la tierra (acimut) y en otro plano perpendicular a ella (la altitud). Estos sistemas proporcionan al colector la capacidad de rotar a izquierda / derecha y arriba / abajo mediante el uso de pequeños servomotores.
- Rastreo polar: En este caso el disco concentrador gira en torno a un eje paralelo al eje de rotación de la tierra y se realiza su seguimiento en coordenadas polares. En la actualidad sólo se utiliza en sistemas de pequeño porte, debido a las cargas a soportar de la estructura en una sola columna. El movimiento en un eje es muy lento, pues sólo debe seguir las variaciones estacionales del sol, y el movimiento en el otro eje es a velocidad constante.
- Seguimiento de elevación – acimutal mejorado: En la actualidad en los sistemas de mediano y gran porte utilizan un sistema mejorado del método elevación-acimutal donde se corrige la traza preestablecida utilizando un sensor de seguimiento que determina la orientación hacia el sol. La diferencia radica que, en lugar de solo con un programa de computación, la posición del sol se corrige en correcciones pequeñas mediante un sensor de seguimiento por cada uno de los ejes. Esto permite aprovechar mejor la radiación y prevenir las pérdidas según lo antes mencionado.

Relacionado a lo anterior, la siguiente figura presenta el esquema de un disco parabólico donde se mencionan sus elementos de funcionamiento que lo componen.

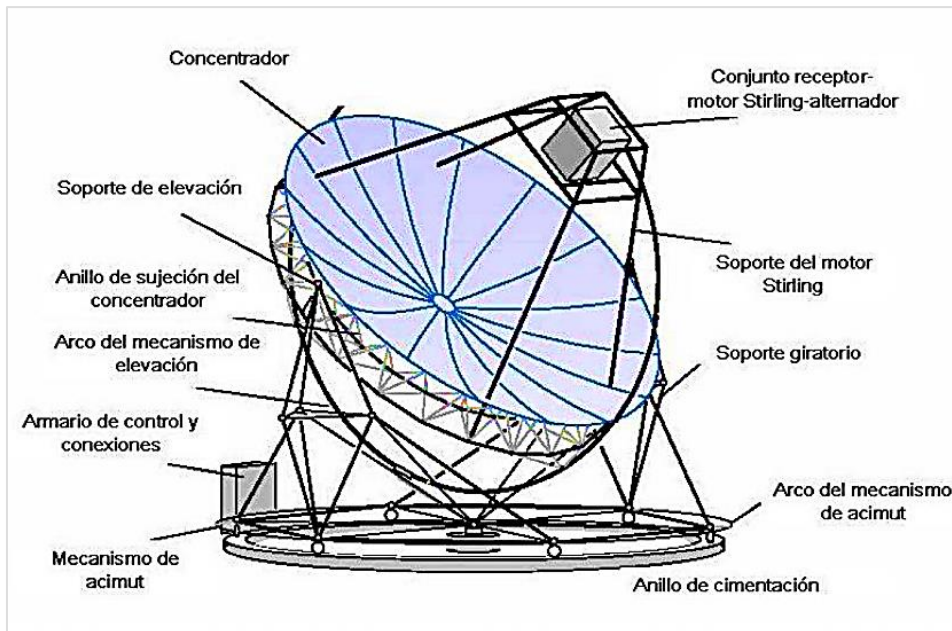


Figura 5.36 Disco parabólico y sus elementos. [50]

5.6.3.2.5 Análisis de pérdidas en un concentrado de disco parabólico

Al igual que los sistemas antes estudiados, éstos también generan pérdidas en las fases de transformación de la energía térmica con la cual operan finalmente, siendo el valor inicial distinto a lo que se genera finalmente. Aun así, los discos parabólicos son considerados los sistemas termosolares de mayor rendimiento lo que es esencial en un método de energías renovables. De esta forma el siguiente gráfico representa las pérdidas y los rendimientos aproximados que se pueden calcular con el cociente entre las potencias que entran a un subsistema y las del sistema anterior.

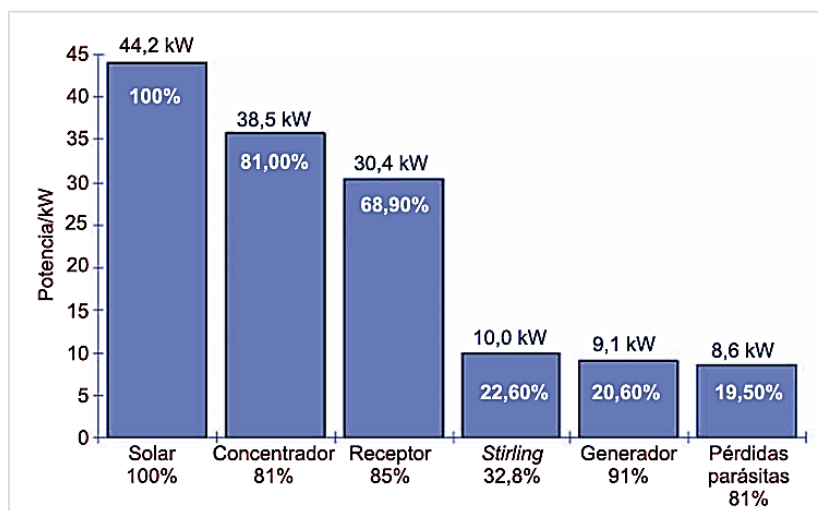


Gráfico 5.4 Pérdidas y rendimiento de un disco parabólico según prototipo EuroDish. [2]

5.7 FUNCIONAMIENTO DE CENTRALES SEGÚN SU TECNOLOGÍA

En el presente subcapítulo se abordará información sobre el modo de funcionamiento de cada sistema de tecnología termosolar priorizando a la tecnología de media temperatura (Centrales de CCP) y de alta temperatura (Centrales de receptor de torre). La segmentación anterior es efectuada debido al campo de aplicación que tienen estas técnicas, en cambio las otras como las plantas de disco parabólicos no son muy gestionables aún y las instalaciones de baja temperatura no son empleadas para la generación de electricidad sino que para fines domésticos.

5.7.1 Funcionamiento centrales de CCP

El funcionamiento de las plantas de colectores cilíndrico parabólicos es mediante ciertos ciclos y partes que llevan a la generación de electricidad finalmente. Ante ello las fases de generación son las siguientes.

- *Campo de colectores (CCP)*: Subsistema de la planta que es donde comienza el proceso de transformación de la energía. Aquí, éstos elementos captan la radiación solar normal directa mediante espejos curvos especiales, la cuál es concentrada y entregada a un fluido caloportador que viaja por el tubo absorbente en el punto focal de éstos. El tipo de fluido puede ser aceite térmico, agua presurizada e incluso tipos de sales especiales para soportar temperatura entre 200°C y 400 °C en condiciones de operación. Ante ello, el fluido a la entrada de la línea opera a 290 °C y a la salida de ella a 390°C, [15]. Posteriormente en la parte final de este subciclo el fluido caliente se dirige a un intercambiador para hacer entrega de la energía captada por los colectores.
- *Sistema de almacenamiento*: Lugar donde se almacena la energía térmica para ser usada en las horas donde los índices de radiación son muy bajos y casi nulos, esto es generalmente en las horas nocturnas. Este sistema depende de cada planta ya que según la aplicación algunas son construidas sin proceso de almacenamiento y solo generan de vapor de forma directa. En los procesos de almacenamiento térmico son muy empleadas las sales fundidas, elementos sólidos, almacenamiento termoquímico, etc. La energía se reúne cuando el fluido sale del campo solar.
- *Intercambiador de calor*: Fase del proceso donde se lleva a cabo el intercambio de la energía que trae el fluido caloportador desde el campo de colectores. El objetivo de este sistema es la generación de vapor que posteriormente será empleado en una turbina operativa dentro del denominado ciclo Rankine para generar electricidad. El agua empleada aquí ha sido anteriormente presurizada con una bomba centrífuga multietapa a presiones de 50 a 100 bar, esto genera la vaporización del agua y el sobrecalentamiento ya en forma de vapor (380 °C) por medio del fluido caloportador que queda en una temperatura de 290 °C finalmente para retornar a los captadores, [15]. Además, en esta etapa se desarrolla el proceso de recalentamiento del vapor para tener mayor eficiencia en la turbina. (generalmente éste proceso se denomina tren de generación de vapor).
- *Turbina de vapor*: Equipo mecánico que opera con energía térmica proveniente del vapor para convertir ésta en mecánica rotativa, con un rendimiento considerando la temperatura del vapor (380 °C). Ante ello el rendimiento de ésta transformación está cercano a valores de 27 % y el 40%, [15], donde esto depende de la carga de trabajo de la central ya que a mayor carga de vapor mayor será el rendimiento. El proceso ocurre cuando el vapor a alta presión y temperatura impacta en los alabes de la turbina generando altas revoluciones de giro. Esta energía generada es entregada en un generador posteriormente para producir la electricidad. (Véase Figura 5.38)
- *Condensador*: Equipo usado posterior a la turbina donde el vapor que sale de ésta con propiedades de poca energía térmica (temperatura inferior a 50 °C y presión absoluta desde 0,05 a 0,08 bar, [15]) es conducido a un proceso de condensación para poder emplearlo como agua nuevamente en el intercambiador de calor. En este proceso de condensación existen dos formas para desarrollarlo, las cuales pueden ser mediante una torre de enfriamiento o enfriamiento directo al ambiente. En el primer caso el agua de refrigeración empleada en el condensador es enfriada en la torre donde mediante aire forzado ésta cede la energía captada al momento que opera en el condensador quitando la energía para condensar el vapor proveniente de la turbina. En el segundo caso el proceso condensativo se lleva a cabo mediante enfrentar los ductos del condensador a una corriente de aire donde ésta extrae la energía del vapor que viaja por los tubos del condensador.
- *Generador*: La energía mecánica rotatoria en la turbina es traspasada a un generador eléctrico que opera con un estator y un rotor generando un campo magnético, dando así origen a la electricidad por diferencias de tensiones. En este equipo se produce casi una de las fases finales para la utilización de la energía eléctrica.

- **Sistema de alta tensión:** Sistema de distribución de la energía eléctrica mediante un tipo especial de cableado que puede ser empleado de forma aérea o terrestre. En esta etapa la energía eléctrica se distribuye, pero antes es adecuada a la tensión (voltaje) correspondiente como también en la subestación donde se distribuye para el consumo de los usuarios.

La siguiente figura representa el esquema general de la planta de colectores cilíndrico parabólicos descrita anteriormente con sus respectivos subsistemas para la generación de electricidad.

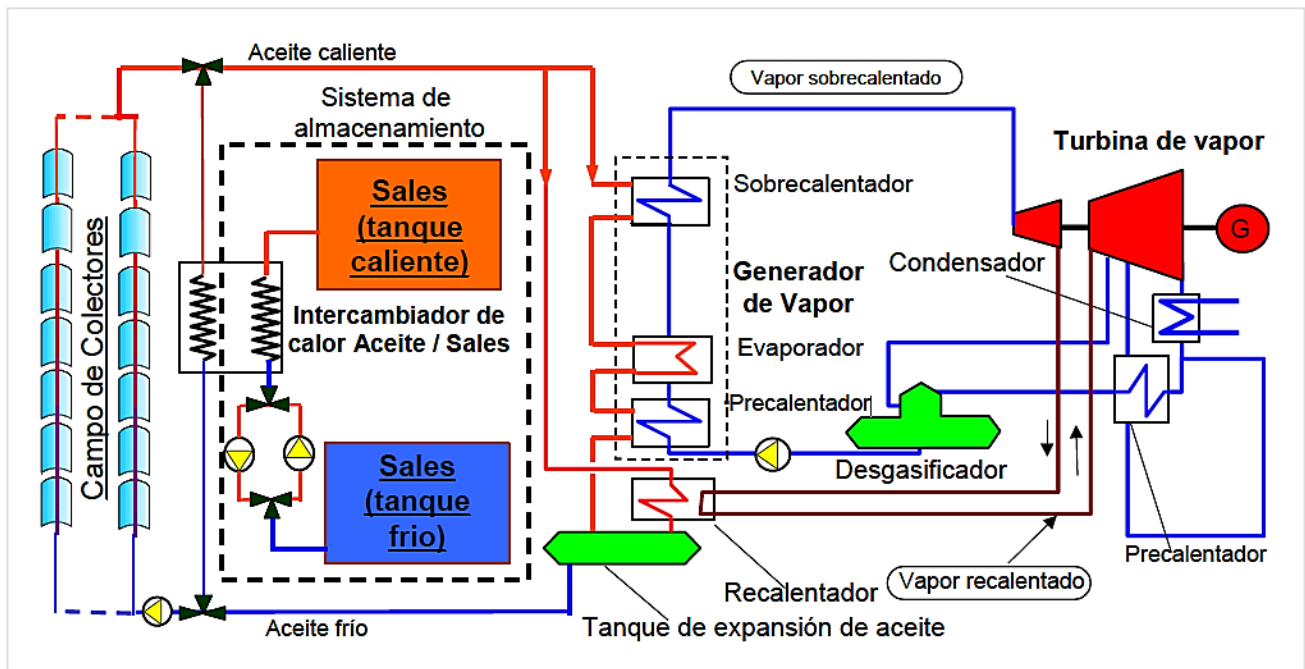


Figura 5.37 Esquema de funcionamiento de una central termosolar de tipo CCP. [24]

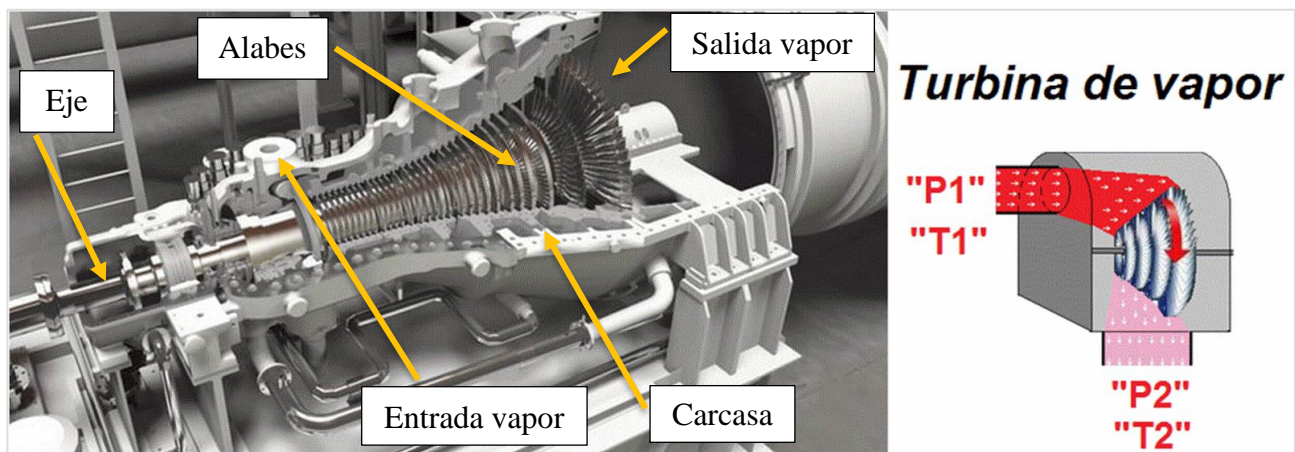


Figura 5.38 Principales partes de una turbina a vapor. Adaptado de [51]

5.7.2 Funcionamiento central de receptor central de torre

Las centrales de receptor central de torre operan bajo un proceso similar a las centrales de CCP, pero hay algunas diferencias como en los rangos de temperaturas operacionales, fluido caloportador y quizás sistemas de almacenamiento. Estos procesos serán estudiados a continuación para conocer el funcionamiento a grandes rasgos de la central actualmente en análisis, siendo una de instalaciones termosolares con grandes avances en la actualidad a nivel mundial.

- Campo solar de heliostatos: Conjunto de espejos planos con seguimiento de la radiación solar normal directa durante el día que se encargan de reflejar ésta hacia el receptor central ubicado en la parte superior de la torre. Éstos elementos son los responsables del comienzo del proceso de funcionamiento de la central para producir electricidad.
- Sistema de almacenamiento: Lugar donde se almacena la energía térmica para ser empleada en las horas donde los índices de radiación son muy bajos y casi nulos, esto es generalmente en las horas nocturnas. En los procesos de almacenamiento térmico para centrales de torre son muy empleadas las sales fundidas, las cuales a la vez actúan como fluido caloportador en el intercambiador para la generación de vapor. Éstas sales viajan desde el estanque de almacenamiento frío en el cual se encuentran a 290 °C [15] y son bombeadas a la parte superior de la torre donde está ubicado el receptor que se encarga de transmitir la energía proveniente de la radiación solar. De esta forma, las sales al absorber la energía aumentan su temperatura hasta 565 °C [15] aproximadamente para luego ser almacenadas en el estanque de alta temperatura.
- Intercambiador de calor: Etapa donde ocurre la transferencia de calor desde las sales almacenadas en el estanque de alta temperatura para generar vapor en un intercambiador de calor de carcasa-tubo mediante agua presurizada lo que permite la evaporización a mayor presión. Así, el vapor generado suele ser recalentado para aumentar su eficiencia al entrar en contacto con los alabes de la turbina generadora de electricidad.
- Turbina de vapor: Equipo y etapa donde la energía potencial del vapor producto de alta presión y temperatura es transformada en energía mecánica rotatoria, proceso generado cuando las partículas de vapor impactan los alabes de la turbina a grandes velocidades lo que impulsa el movimiento de este dispositivo conectado a un generador eléctrico.
- Proceso de condensación: Proceso en el cual el vapor proveniente de la turbina en la última etapa queda sin energía al haber entregado ésta para la generación de electricidad es condensando y así retomar el proceso. Dicho proceso de cambio de fase se realiza en un condensador que no es más que un intercambiador de calor donde por medio de agua de refrigeración proveniente de una torre de enfriamiento, ésta retira el calor del vapor que viaja por el interior de tubos para poder condensar éste. Luego el fluido condensado es enviado para su presurización y próxima utilización en el intercambiador de calor.
- Generador: La energía mecánica rotatoria en la turbina es traspasada a un generador eléctrico que opera con un estator y un rotor generando un campo magnético dando así origen a la electricidad por diferencias de tensiones. En éste equipo se produce casi una de las fases finales para la utilización de la energía eléctrica.
- Sistema de alta tensión: Sistema de distribución de la energía eléctrica mediante un tipo especial de cableado que puede ser empleado de forma aérea o terrestre. En ésta etapa la energía eléctrica se distribuye, pero antes es adecuada a la tensión (voltaje) correspondiente como también en la subestación donde se distribuye para el consumo de los usuarios.

Los procesos antes descritos son las fases de funcionamiento que ocurren en una central solar termoeléctrica de torre. Dichas etapas, además poseen procesos particulares que ocurren internamente y que son más específicos de explicar debido a eso, la siguiente imagen expone un esquema general de la producción de energía de una central solar de torre.

Por otro lado, para la tecnología de torre actualmente se está implementando el calentamiento de gases para ser empleados en un proceso térmico de ciclo combinado, de esta forma aprovechar más el recurso solar dándole doble funcionalidad. De igual forma, se están utilizando plantas con hibridación de calderas de biomasa y de combustible fósil. Respecto a lo previo descrito se comprende que las centrales de torre además de sus desarrollos y fases de operación características poseen la ventaja de poder ser hibridadas como se comentó antes, lo que también es posible implementar con las centrales de CCP, pero quizás a menor escala.

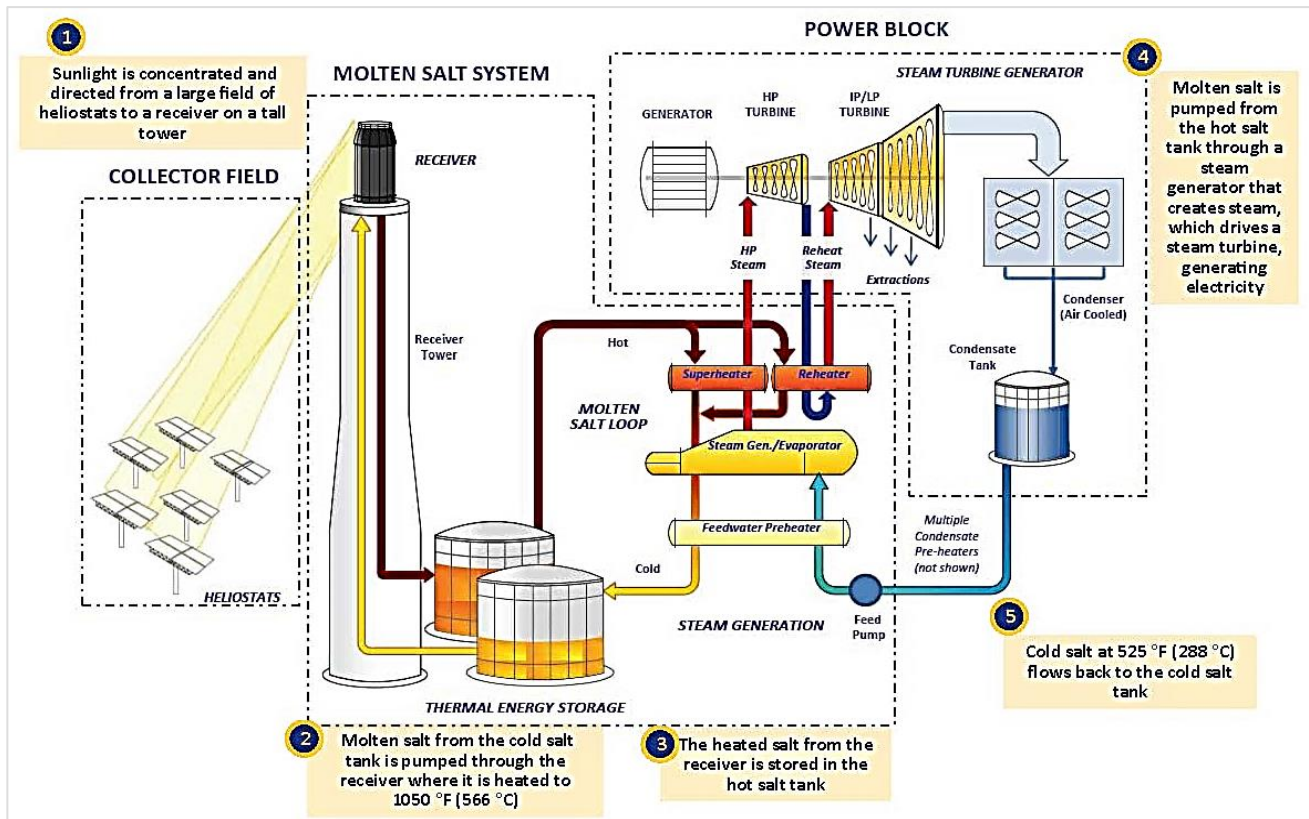


Figura 5.39 Esquema general de funcionamiento de una central termosolar de tipo Torre. [52]

5.8 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO EN PLANTAS TERMOSOLARES

El proceso de almacenamiento de energía en las centrales termosolares es para permitir el funcionamiento de éstas en ausencia de la radiación solar como aumentar su competitividad ante las centrales tradicionales y para ello algunos de los procesos de reserva de energía se describen a continuación para las tecnologías estudiadas anteriormente (CCP y Torre).

- **Almacenamiento por calor sensible:** Proceso en el cual se almacena energía variando la temperatura del recinto o elemento empleado sin variar su estado. Para ello se define una capacidad térmica que tiene relación con el cambio de energía térmica y su temperatura, la cuál es propia del elemento. Dentro de los medios más conocidos están, el agua ya que posee una gran capacidad térmica para almacenar energía, no es inflamable, es barata, no toxica y económica para el proceso. Ante ello, para la aplicación en las centrales térmicas es necesario aplicar fluidos estables en su punto de ebullición y en ello es muy utilizado el aceite térmico, sales fundidas, hormigón y ladrillos reflectantes como medios de almacenamiento por calor sensible. Además, es fundamental considerar en los medios líquidos la solidificación cuando tienen relativamente altos puntos de cristalización como en el caso de sales fundidas. (Véase Tabla 5.4 de los medios más empleados).
- **Almacenamiento por calor latente:** Este fenómeno se lleva a cabo cuando es necesario aportar una cantidad de energía para cambiar el estado o fase de un cierto elemento. En ello es muy claro el punto de ebullición de ciertos líquidos donde el calor necesario es alto. De forma contraria cuando se pasa de estado gaseoso a líquido y luego de líquido a solido se genera un proceso de liberación de calor según la fase. Para ambos casos como en la evaporación y solidificación se dejan aprovechar estos cambios de fase para el almacenamiento de energía en acumuladores de calor latente. Ante ello, se debe tener presente que habrá fuertes cambios de volúmenes, cambio en la transferencia de calor desde convección a conducción y que el cambio de fase tiene una temperatura estable (constante) al igual que el proceso. (Véase Tabla 5.5 de los medios más utilizados).

- **Almacenamiento termo-químico:** Este proceso está asociado a reacciones químicas con ciertos compuestos. El mecanismo de funcionamiento consiste en la separación de enlaces que están asociados con la absorción de energía (carga de sistema de almacenamiento) y luego la energía se recupera mediante la puesta en contacto y reacción de los reactantes antes separados lo que lleva una liberación del recurso. Esta liberación de energía es utilizada para en el proceso adecuado dentro de las centrales.

Debido a la poca implementación de éste sistema en la actualidad debido a que existen solamente análisis en laboratorios, éste presentaría menores pérdidas de energía que en procesos térmicos. (Véase Tabla 5.6 de los elementos más aplicados).

Recurso para almacenamiento de energía	Temperatura Mínima [°C]	Temperatura Máxima [°C]	Densidad [kg/m ³]	Conductividad térmica [W/m·K]	Capacidad térmica [kJ/kg·K]	Coste medio [US\$/kg]
Medios líquidos						
Agua	0	100	1.000	0,597	4,18	<0,01
Aceite mineral	200	300	770	0,12	2,6	4,2
Aceite de silicona	300	400	900	0,1	2,1	80
Sales Nitratos	265	565	1.870	0,52	1,6	3,7
Sodio líquido	270	530	850	71	1,3	21
Sales Carbonatos	450	850	2.100	2	1,8	11
Medios sólidos						
Hormigón armado	200	400	2.200	1,5	0,85	1
Acero colado	200	700	7.800	40	0,6	60
Ladrillos refractarios Silica	200	700	1.820	1,5	1	7
Ladrillos refractarios Magnesita	200	1.200	3.000	5	1,15	6

Tabla 5.4 Recursos para almacenar energía mediante calor sensible. Adaptado de [15]

Recurso para almacenamiento de energía	Temperatura Fusión [°C]	Capacidad térmica [kJ/kg·K]	Densidad [kg/m ³]	Calor Fusión [kJ/kg]	Conductividad térmica [W/m·K]
Agua	0	4,18	1.000	333,2	0,597
Parafina	112	2,1	n.a.	213	0,1
NaNO ₃	307	1,1	2.260	172 - 199	0,5
KNO ₃	337	0,95	2.110	95 - 266	0,5
NaCl	800	n.a.	2.160	466 - 492	5

Tabla 5.5 Recursos para almacenar energía mediante calor latente. Adaptado de [15]

Compuesto	Reacción	Temperatura de Reacción [°C]	Densidad de energía [GJ/m ³]
Carbonato de hierro	$FeCO_3 \leftrightarrow FeO + CO_2$	180	2,6
Hídridos de metales	$Metal \ xH_2 \leftrightarrow metal \ yH_2 + (x - y)H_2$	200 - 300	4
Oxido de Magnesio	$MgO + H_2O \leftrightarrow Mg(OH)_2$	250 - 400	3,3
Amoniaco	$NH_3 + \Delta H \leftrightarrow 0,5N_2 + 1,5H_2$	400 - 500	67

Tabla 5.6 Recursos para almacenar energía mediante proceso termo-químico. Adaptado de [15]

Las tres tablas antes presentadas son las principales formas de reunir la energía térmica en el funcionamiento de las centrales solares termoeléctricas. Estas plantas actualmente emplean reserva de energía mediante sales fundidas en el caso de las centrales de torre y particularmente en las de CCP. Siendo una ventaja para las centrales de concentrador central ya que utilizan las sales fundidas como fluido caloportador y como sistema de almacenamiento, en cambio las instalaciones de colectores cilindro parabólico no. Referido a lo mismo, las centrales con almacenamiento poseen una ventaja frente a otros métodos de energías renovables ya que operan continuamente.

5.9 FACTORES COMPARATIVOS DE CENTRALES TERMOSOLARES

En el presente subcapítulo de las centrales termosolares se entregarán algunos antecedentes sobre las principales tecnologías estudiadas para conocer sus factores más importante y ventajas como desventajas que las hace distinguirse entre ellas mismas.

5.9.1 Comparativa entre centrales termosolares

En la siguiente sección se abordará información de cada una de las tecnologías termosolares con respecto a sus características de funcionamiento como, fluido de trabajo, temperatura de trabajo, costos asociados por kW y m², capacidad de almacenamiento energético, entre otros factores. La idea de conocer lo antes descrito, es para tener presente cuál de todas las tecnologías termosolares es la mejor para respaldar el estudio en cuestión del presente documento. Es por eso que la siguiente tabla presenta las características correspondientes para el tema de fondo ya descrito.

Parámetros	Tecnología		
	Colectores Cilindro-parabólicos	Receptor central de torre	Discos parabólicos
Rango de Potencia [MW]	30 - 320	10 - 200	5 - 25
Temperatura de trabajo [°C]	290 - 390	290 - 565	650 - 800
Fluido de trabajo / elemento	aceites térmicos, agua presurizada, aire	Sales fundidas, aire, agua/vapor, sodio líquido	motor Stirling
Eficiencia neta anual [%]	11(d) - 16	7(d) - 20 *	12 - 25 * (e)
Grado de desarrollo	Comercial	Comercial	Demostración de prototipos
Riesgo tecnológico	Bajo	Medio	Alto
Almacenamiento disponible	Limitado	Si	Baterías
Costo por m ² [€/m ²]	525 - 229 *	525 - 229 *	525 - 229 *
Costo por W instalado [€/W]	3 - 2 *	3,4 - 1,9 *	9,7 - 1*

Tabla 5.7 Comparativa de tecnologías termosolares de alta temperatura. Adaptado de [2]

Nota: Considerar ciertos datos de la tabla con las siguientes indicaciones:

* Variación entre los años 1997-2030; (d) valores demostrados; (e) valores estimados.

En base a la tabla antes exhibida y a la siguiente, se pueden apreciar con claridad los principales parámetros de estudios considerados al momento de construir u operar unas de estas centrales, lo cual también de cierta forma son ventajas y desventajas entre estas mismas instalaciones. También, es fundamental recordar características como fluidos de trabajo, temperaturas de trabajo debido a que para generar las condiciones de cada tecnología será necesaria cierta cantidad de energía térmica, la cual a la vez depende de la radiación en la zona donde será emplazada la central.

	Installed cost (2010 USD/kW)	Capacity factor (%)	O&M (2010 USD/kWh)	LCOE (2010 USD/kWh)
Parabolic trough				
No storage	4 600	20 to 25	0.02 to 0.035	0.14 to 0.36
6 hours storage	7 100 to 9 800	40 to 53		
Solar tower				
6 to 7.5 hours storage	6 300 to 7 500	40 to 45	0.02 to 0.035	0.17 to 0.29
12 to 15 hours storage	9 000 to 10 500	65 to 80		

Tabla 5.8 Factores económicos y funcionales de centrales termosolares de tipo CCP y Torre. [16]

5.9.2 Ventaja-desventaja de las centrales termosolares de Torre v/s las de CCP

Las centrales de torre y las de colectores cilíndrico parabólicos presentan ventajas como inconvenientes en su implementación y en los procesos de funcionamiento debido a que son métodos distintos en ciertas fases de operación y a la vez las más estudiadas por sus desarrollos e implementación a nivel industrial y comercial. Para ello a continuación, se conocerán algunas de las cualidades que las diferencian.

Ventajas

- El diseño de las plantas solares de torres posibilita que el colector alcance una temperatura más alta que los cilíndrico parabólicos, lo que permite la conversión a electricidad de una manera más eficiente, así como un almacenamiento de la energía térmica más barato para su uso posterior.
- Hay una menor necesidad de aplanar el suelo ya que por lo que las centrales de torre solar se pueden construir en laderas, mientras las plantas de CCP no.
- Las tuberías que contienen las sales fundidas se hallan únicamente en la torre, y no a lo largo de toda la instalación como sucede con los colectores cilíndrico parabólicos.
- En las centrales de torre el fluido caloportador es único y cumple la función de fluido de trabajo y como captador de energía en el proceso de almacenamiento para las horas punta.
- Las plantas de receptor presentan más posibilidad de almacenamiento que las de colectores cilíndrico parabólicos lo cual es fundamental en la competencia con las plantas tradicionales.
- Las instalaciones de torre pueden generar mayores cantidades de masas térmicas debido a la temperatura de operación en el caso de las sales.
- Las instalaciones de torre presentan mayor posibilidad de operación híbrida con otros sistemas (ciclo combinado, biomasa, entre otros).
- En las instalaciones de receptor central hay perspectivas a medio plazo para grandes eficiencias de conversión, temperatura operativa potencial de más de 1000°C.

Desventajas

- En las centrales de energía solar de torre cada uno de los helióstatos debe de tener un control de eje propio (para orientar los espejos en la dirección del sol), mientras que en las centrales con colectores cilíndrico parabólicos toda una hilera de colectores puede ser controlada por un único eje.
- Las centrales de torre pueden operar hasta con 200 MW de potencia, mientras que las centrales de CCP pueden alcanzar potencias de 320 MW.
- Las centrales de torre presentan menos instalaciones a nivel mundial, lo cual hace que las de CCP tengan más estudios y avances debido a su mayor cantidad de instalaciones operativas.
- Las generadoras de torre principalmente son empleadas para la generación de electricidad, en cambio las de CCP pueden emplearse en pequeñas instalaciones como para uso industrial a baja escala en la generación de vapor.
- La tecnología de colectores cilíndrico parabólicos presenta un menor costo de inversión por W lo que las hace más accesibles a bajas potencias.
- Las centrales de CCP pueden presentar menores pérdidas que las de receptor de torre debido a que éstas captan la energía de forma más directa que las otras.
- En las instalaciones de torre, los valores anuales de rendimiento previstos, los costes de inversión y su operación necesitan pruebas a mayor escala en operaciones comerciales en comparación con las centrales de CCP.
- Para la instalación de una generadora de CCP existe una menor demanda de materiales que en la de receptor central.

**6.- SIMULACIÓN, ANÁLISIS DE
INVERSIÓN Y ESTUDIO
ECONÓMICO DE UNA CENTRAL
TERMOSOLAR**

6.- SIMULACIÓN, ANÁLISIS DE INVERSIÓN Y ESTUDIO ECONÓMICO DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR

Introducción.- En el presente capítulo se entregarán antecedentes globales para evaluar los costos de una instalación termosolar en el norte de Chile. Para ello se presentará la posible ubicación de la central, radiación en la zona donde será construida, estudio de costos, análisis de rentabilidad y otros detalles necesarios para llevar el tema central a buen fin del presente episodio.

6.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA CENTRAL

La ubicación de la instalación determina el posible lugar donde será construida ésta para operar posteriormente en la producción de electricidad. En ello, los parámetros de selección de esta variable son múltiples, como la disponibilidad del terreno, condiciones de éste, acceso, que no afecte al medio cercano, entre otros. Para este caso los parámetros más considerados fueron la disponibilidad de agua y radiación solar en la zona ya que son factores claves para el funcionamiento de una central solar en sus procesos productivos. *Según lo antes mencionado es necesario comentar que existen muchos más puntos de análisis para determinar la mejor ubicación.*

A continuación, se presentan los datos de la ubicación y fotografías obtenidas desde el software Google Earth, en la cuales se podrá observar aproximadamente donde sería posible la instalación.

Datos ubicación geográfica

- Ubicación: Cerca de la localidad de María Elena, II Región de Antofagasta, Chile.
- Coordenadas en sistema de grados: Latitud: 22°24'34.6"S, Longitud: 69°33'12.0"W.
- Coordenada en sistema de decimales: Latitud: -22.404659, Longitud: -69.552692.

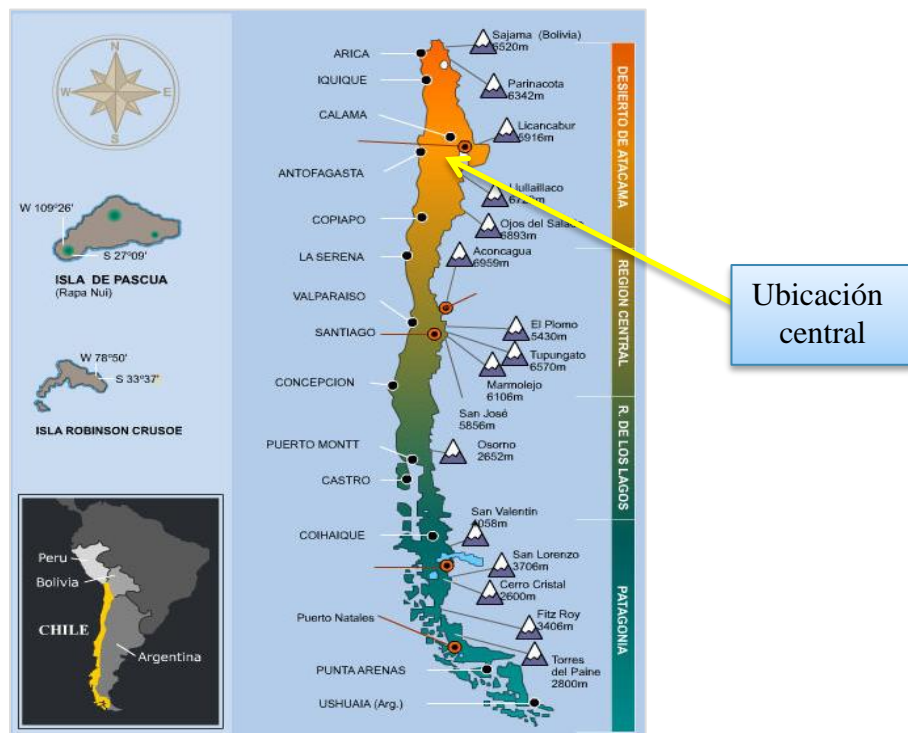
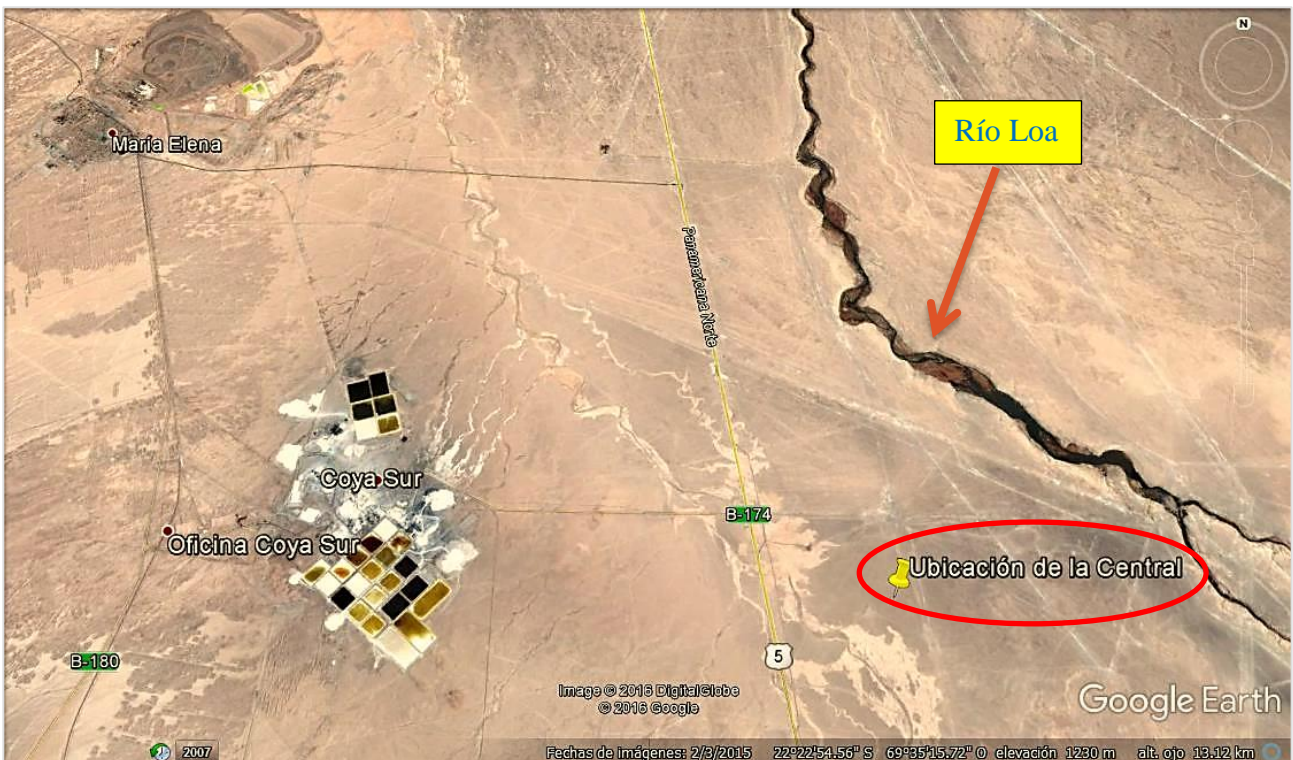


Figura 6.1 Detalle 1 de la ubicación de la planta termosolar. [64]



Fotografía 6.1 Detalle 2 de la ubicación de la planta termosolar. [65]



Fotografía 6.2 Detalle 3 de la ubicación de la planta termosolar. [65]

En la presentación de los tres detalles de ubicación anteriores, se puede apreciar de forma general donde puede ser emplazada la central termosolar ya que cuenta con una zona disponible según la investigación por mapa y además la cercanía al río Loa, lo que puede generar un beneficio en el suministro de agua para fases productivas de la planta solar.

6.2 CARACTERÍSTICAS DE LA ZONA PARA UBICAR LA CENTRAL

El lugar que se ha estimado para la instalación de la planta, por ser una zona del norte de Chile es posible encontrar altos índices de radiación lo que es beneficioso para emplear ésta en la conversión eléctrica. En base a eso, se determinaron los valores de la radiación normal directa en la ubicación mostrada donde se instalará la central, los cuales fueron obtenidos mediante la información proporcionada por la NASA (NASA Surface Meteorology and Solar Energy - Available Tables). Además, de conseguir la radiación normal directa promedio de la zona de estudio con las coordenadas de la ubicación analizada, se obtuvieron las horas solares desde Weather Online para la ciudad de Calama con un rango de año desde el año 2000 al 2016. Esto fue considerado así para las horas de sol anuales, ya que Calama es la ciudad más cercana a la ubicación propuesta lo cual no debería influir en esa consideración.

En la determinación de la radiación se empleó la página de la NASA [54] donde es posible conocer variados factores en el área de la energía solar. Para la determinación de ésta se deben conocer las coordenadas de la zona donde se está realizando el estudio del proyecto. Luego las coordenadas son insertadas en el campo correspondiente según sea latitud o longitud y una vez con esto listo se procede a seleccionar el factor deseado que este caso fue la radiación solar normal directa, ya que es la que concentran las tecnologías termosolares de alta temperatura. Sobre la determinación de las horas de sol anuales fue necesario solamente determinar la ciudad donde fuera necesario el estudio en la página de Weather online y que en esta oportunidad se consideró Calama debido a la cercanía con la ubicación geográfica estimada (La página de Weather online no permite ver datos a través de coordenadas).

Las siguientes tablas representan los datos considerados para el emplazamiento donde se muestran las radiaciones obtenidas y las horas de sol anuales. Ante eso, la radiación es en la posición exacta del emplazamiento mientras que las horas solares fueron obtenidas para Calama según lo comentado al comienzo del presente apartado.

Mes	Promedio radiación normal directa [kWh/m ² día]
Enero	8,89
Febrero	8,41
Marzo	7,92
Abril	7,10
Mayo	6,70
Junio	6,13
Julio	6,29
Agosto	6,35
Septiembre	7,30
Octubre	8,41
Noviembre	9,08
Diciembre	9,31
Media Anual	7,65

Tabla 6.1 Radiación solar en la ubicación de la central. Adaptado de [54]

Mes	Hrs/mes
Enero	291,3
Febrero	265,4
Marzo	297,6
Abril	254,9
Mayo	257,8
Junio	242,5
Julio	251,6
Agosto	273,8
Septiembre	257,3
Octubre	297,6
Noviembre	303,6
Diciembre	295,9
Promedio Anual (año 2000- 2016)	3.289,5
	[hrs sol/año]

Tabla 6.2 Horas anuales de Sol en la ubicación escogida. Adaptado de [53]

A continuación, se presentan respaldos mediante figuras de los datos expuestos en las Tablas 6.1 y 6.2. Donde la primera de ellas muestra la cercanía de la ciudad de Calama con el emplazamiento de la central, mientras que la segunda expone las horas solares estimadas en la base a la ciudad de Calama y la última un respaldo de la radiación solar normal directa obtenida desde el sitio web de la NASA.



Fotografía 6.3 Cercanía del emplazamiento de la central con la ciudad de Calama. [65]

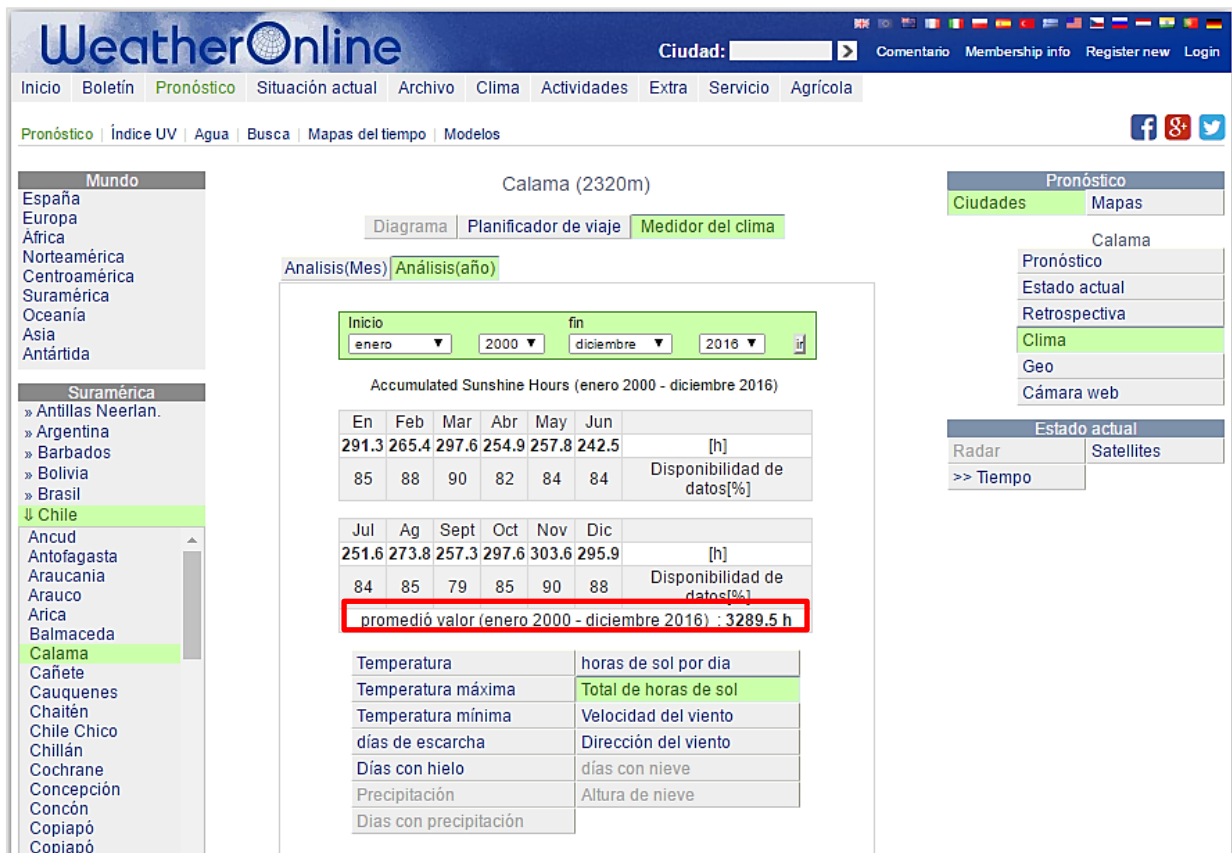


Figura 6.2 Horas de Sol anuales en la ciudad de Calama. [53]

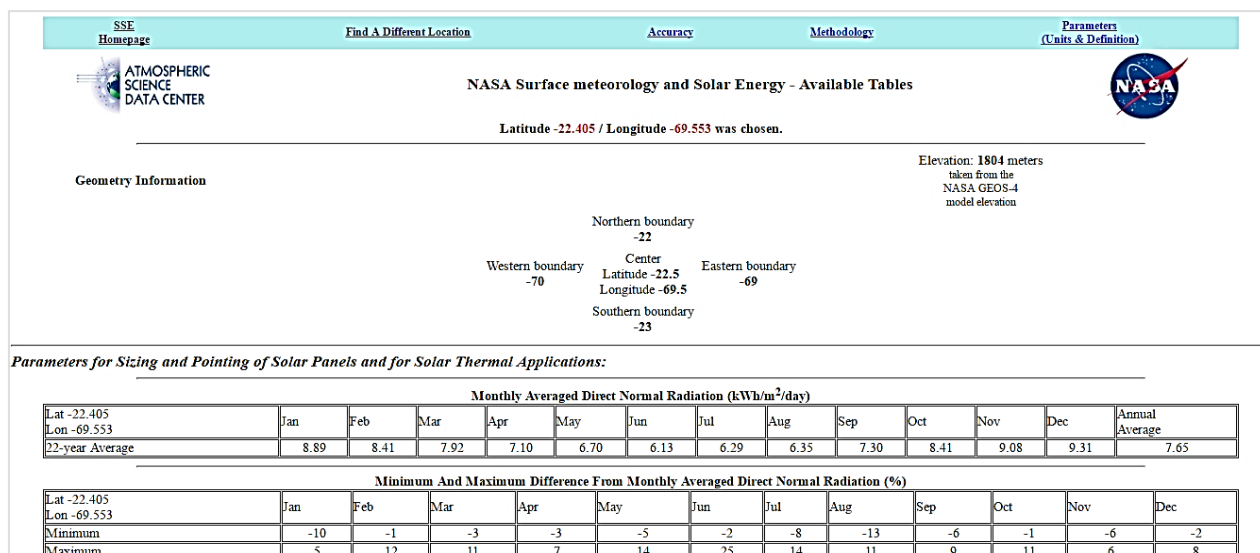


Figura 6.3 Radiación solar normal directa en emplazamiento seleccionado. [54]

6.3 RESUMEN DE CONDICIONES DE LA UBICACIÓN GEOGRÁFICA

En el siguiente subcapítulo se presenta un resumen de las condiciones analizadas para seleccionar el lugar donde puede ser instalada la central en estudio, tanto para tecnología de CCP como de Torre. Lo que depende de variados parámetros considerados al momento de desarrollar ésta estimación, ante eso cabe mencionar que las condiciones climáticas pueden variar debido a factores externos.

Según lo previo descrito la siguiente tabla expone detalles y cualidades de los antecedentes reunidos y considerados al momento de seleccionar la ubicación geográfica de la instalación.

Factores de importancia ubicación geográfica		
Ítem	Condición	Detalles
Disponibilidad de terreno	Si	Zona libre
Acceso a agua	Si	Río Loa
Acceso al lugar	Si	Vía carretera, otra
Condiciones solares	Si	Alta radiación solar
Presencia de lluvia	Bajo	Zona de desierto
Presencia de nieve	Bajo	Zona de desierto
Presencia de viento	Si	Medias velocidades (15-20 km/h). [53]
Horas de sol día	Alto	Promedio de 10.6 h. [53]
Cercanía para conexión a tendido eléctrico	Alto	Zona industrial

Tabla 6.3 Detalles de factores de importancia de la ubicación geográfica para la central en estudio

6.4 ANÁLISIS DE REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA PARA ESTUDIO ECONÓMICO

El presente apartado busca enfocar el estudio económico a partir de las condiciones establecidas para la zona de emplazamiento donde será posible junto a éstas características como la radiación y horas de sol determinar posteriormente singularidades óptimas para calcular la inversión y continuar con el estudio económico. Para ello se realizará un breve análisis de las referencias bibliográficas ya que al momento del cálculo de inversiones se presentaron dificultades según cierta referencia lo que llevo a evaluar este punto de mejor manera. Debido a ello se analizó un rango de potencias de 10, 50 y 100 MWe en cada referencia estudiada para obtener datos de inversión.

6.4.1 Referencia – Libro energías renovables de A. Creus Solé [1]

La presente referencia adjuntada en el **Anexo A.3.** del estudio demuestra un cálculo semidetallado para determinar una posible inversión de la central de torre y la de colectores cilíndrico parabólicos, considerando 10 horas de almacenamiento térmico para la planta de torre y 6 para la central de CCP. Esto fue desarrollado mediante ecuaciones y factores considerados en base a un central de España como son algunos rendimientos de ciertos equipos empleados en el proceso de funcionamiento de una central de Torre y CCP descrito en la referencia y adaptados a las potencias correspondientes.

Al desarrollar el estudio de inversión mediante el presente proceso con las condiciones de la central en Chile en estudio se producen anomalías en las cantidades obtenidas de inversión ya que no están dentro de un rango considerable del costo real de inversión de tecnologías termosolares. Ante ello sus resultados obtenidos son los siguientes.

Ítem 1	Ítem 2
Potencia [MWe]	Inversión [€]
10	16.895.837,49
50	84.479.187,44
100	168.958.374,88

Tabla 6.4 Resultado de inversión según referencia [1]central de torre

Ítem 1	Ítem 2
Potencia [MWe]	Inversión [€]
10	14.620.707,60
50	50.606.307,60
100	95.588.307,60

Tabla 6.5 Resultado de inversión según referencia [1]central de CCP

6.4.2 Referencia de inversión según Tabla 4.2

En este caso para estudiar la inversión se realizó un desarrollo simple considerando las potencias y el costo de inversión según su magnitud. Este cálculo está referido al costo de la inversión por el kW instalado en dólares (\$/kW) de la tecnología de torre particularmente en Chile considerando 8 horas de almacenamiento térmico. Ante ello, los resultados obtenidos en este análisis fueron los siguientes y lo demás queda expresado en el **Anexo A.3.**

Ítem	Valor	Inversión [USD\$]	Inversión [€]
Potencia [MWe]	10	75.000.000	69.444.444
Potencia [MWe]	50	375.000.000	347.222.222
Potencia [MWe]	100	750.000.000	694.444.444

Tabla 6.6 Resultado de inversión según datos Tabla 4.2 – Chile

6.4.3 Referencia según la Comisión de Energía de California - EE.UU. (Adaptado de [17])

Para la referencia actual en evaluación se consideró la inversión basada en costos obtenidos por la comisión de energía de California basada en un estudio de centrales de 100 MWe para la tecnología de torre y 250 MWe para sistemas mediante colectores cilíndrico parabólicos. Sobre lo mismo el estudio realiza un análisis para sistemas con almacenamiento térmico (A.T.), sin almacenamiento y almacenamiento térmico para 11 horas. De esta forma a continuación se podrá apreciar lo más fundamental sobre el análisis de esta referencia ya que lo demás queda adjunto en el **Anexo A.3.** del presente documento de estudio. Estas cifras de costos son las consideradas para la generación de energía eléctrica en California lo que es fundamental tener presente en algún análisis posterior.

Sin almacenamiento t.			
Ítem	Valor	Inversión [USD\$]	Inversión [€]
Potencia [MWe]	10	38.920.000	36.037.037
Potencia [MWe]	50	194.600.000	180.185.185
Potencia [MWe]	100	389.200.000	360.370.370

Tabla 6.7 Resultado inversión sistema CCP sin almacenamiento térmico

Con almacenamiento t.			
Ítem	Valor	Inversión [USD\$]	Inversión [€]
Potencia [MWe]	10	55.380.000	51.277.778
Potencia [MWe]	50	276.900.000	256.388.889
Potencia [MWe]	100	553.800.000	512.777.778

Tabla 6.8 Resultado inversión sistema CCP con almacenamiento térmico

Sin almacenamiento t.			
Ítem	Valor	Inversión [USD\$]	Inversión [€]
Potencia [MWe]	10	42.400.000	39.259.259
Potencia [MWe]	50	212.000.000	196.296.296
Potencia [MWe]	100	424.000.000	392.592.593

Tabla 6.9 Resultado inversión sistema de torre sin almacenamiento térmico

11 horas de A.T.			
Ítem	Valor	Inversión [USD\$]	Inversión [€]
Potencia [MWe]	10	65.600.000	60.740.741
Potencia [MWe]	50	328.000.000	303.703.704
Potencia [MWe]	100	656.000.000	607.407.407

Tabla 6.10 Resultado inversión sistema de torre con 11 horas de almacenamiento térmico

6.4.4 Resumen y conclusión en base a los análisis bibliográficos

En base a los segmentos vistos anteriormente en los tres primeros apartados del subcapítulo 6.4 se pueden concluir y resumir varias ideas. Ante ello, en los dos últimos análisis realizados al observar la inversión se puede apreciar una similitud en las magnitudes, siendo no iguales debido a los parámetros considerados en los estudios hechos por cada institución o país. En cambio, de la primera referencia se puede mencionar que existe una gran diferencia para considerar los datos obtenidos como una inversión válida en el próximo estudio económico a efectuar para las centrales CCP y de Torre. También cabe mencionar que generalmente la inversión de una central de colectores cilíndrico parabólicos sin almacenamiento térmico está en un orden de 4.500.000 €/MWe y con almacenamiento de hasta 7 horas alrededor de 6.000.000 €/MWe. En base a estas cifras expresadas de forma global lo que cuesta una tecnología de CCP, la primera referencia está muy lejos de alcanzar estas magnitudes en su consideración y análisis, en cambio las dos referencias restantes se aproximan bastante al rango antes mencionados.

Por otro lado, como conclusión se puede describir que las centrales de torre suelen ser más caras dependiendo de sus dimensiones y parámetros lo que quizás es debido a su poca madurez frente a las de CCP ya que éstas últimas llevan más años operativas como plantas comerciales lo que hace que sus costos sean menores de cierta forma en algunos casos, pero se espera lo mismo para las centrales de torre en los próximos años con los desarrollos y estudios que se efectúan continuamente.

6.5 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO EN BASE A SAM

El desarrollo de este apartado será basado de primera forma considerando una estimación de inversión dentro de un rango como los expuestos en análisis del subcapítulo 6.4 donde para cada tecnología existe una cierta magnitud de costo distinta y que también depende del país donde se evalúe y otros factores. Ante eso, para esta oportunidad se considerarán valores de inversión en dólares (USD\$) y luego serán convertidos en Euro y peso chileno para tener una referencia con la localidad del proyecto.

El procedimiento de cálculo para lograr obtener un valor de costo total para una instalación ya sea de CCP o de Torre será mediante dos partes. En la primera de ellas se extraerán datos mediante un software llamado **System Advisor Model (SAM)** [63] para poder realizar la parte de cálculo de inversión por parte del autor. El objetivo de emplear este programa es porque ciertos parámetros a utilizar en el cálculo de inversión requieren un estudio de diseño para ser adquiridos, situación que no es la del presente proyecto. Ante eso el programa de diseño SAM permitirá arrojar los antecedentes más importantes para poder continuar con el estudio económico.

Sobre la segunda parte del análisis, será el procedimiento de cálculo mediante Excel por parte del autor con los datos obtenidos desde SAM, así determinar finalmente un costo total de instalación de una planta (CCP y Torre). Relacionado a lo anterior se procederá a realizar el denominado estudio económico mediante el cálculo de VAN y TIR para cada tecnología con ciertas potencias representativas a cada una de ellas y ver como son los índices de rentabilidad en cada caso.

SAM es un software que ha sido desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL), en colaboración con Sandia National Laboratories y en colaboración con U.S. Department of Energy (DOE) Energy Solar Technologies Program (STEP).

Este software se ha creado para una gama de tecnologías de energía renovable y es utilizado en todo el mundo para la planificación, evaluación de programas de investigación, desarrollo de los costes de proyectos, estimaciones de rendimiento y así como también para la investigación académica. SAM realiza predicciones de rendimiento para conexión a red solar, instalaciones mini eólicas, sistemas de energía geotérmica, estimaciones económicas de energía distribuida y proyectos de centrales de generación. También éste completo software permite poder obtener en el caso de las centrales solares la cantidad de colectores para el caso de una planta de CCP, número de helióstatos en el caso de una central de torre, los que son parámetros fundamentales en el diseño de estas instalaciones. A sí mismo, otorga todos los valorativos en el estudio de un diseño de tecnologías de energías renovables como lo muestra la siguiente figura.

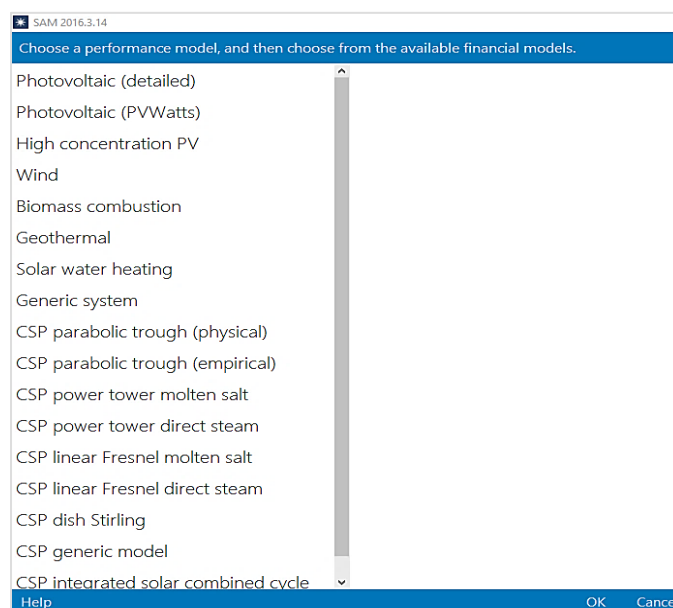


Figura 6.4 Presentación de tecnologías disponibles en SAM. SAM [63]

6.5.1 Condiciones para cálculo de inversión central de CCP y de Torre

Los datos a considerar en la primera parte para la determinación de la inversión de la central de colectores cilíndrico parabólicos y de torre serán mediante SAM debido a que son parte de diseño para poder obtener estos. Ante eso, es fundamental considerar que en un principio se estimó una radiación solar directa y número de horas de sol para la zona de emplazamiento los cuales no serán empleados a continuación ya que SAM contiene datos predeterminados para ciertos cálculos y en este caso la ciudad a considerar para el análisis será Antofagasta, siendo ésta la más cercana al lugar donde será instalada la central ya que el programa no posee otra en el norte de Chile. Así, los datos presentados en los subcapítulos anteriores y comentados recientemente quedan como respaldo de que son buenas las condiciones solares para la instalación de una central termosolar en el norte de Chile.

La siguiente fotografía presenta la cercanía sobre la zona considerada para la planta y la ciudad de Antofagasta.



Fotografía 6.4 Cercanía de Antofagasta con emplazamiento de la central. [65]

En base a la Figura 6.4 donde se aprecia la cercanía entre Antofagasta y el lugar donde puede ser instalada la central termosolar cabe mencionar que los datos arrojados por SAM serán menores en el caso de la radiación normal directa particularmente, siendo este dato fundamental en el diseño de las instalaciones solares. Es por esto que al determinar los datos necesarios mediante el software referido a Antofagasta quedarían sobredimensionados ya que las condiciones son mejores en la zona real para la construcción de la planta y si con éstos es suficiente, en la zona real serían mejores los resultados.

6.5.1.1 Parámetros de entrada para SAM

Los valores iniciales considerados en cada tecnología termosolar son los siguientes para el estudio.

Tecnología	Receptor central de torre		
Potencia [MWe]	10	50	100
Localización	Antofagasta	Antofagasta	Antofagasta
Múltiplo solar	2	2	2
Área Helióstatos [m ²]	150	150	150

Fluido de trabajo	60% NaNO ₃ + 40% KNO ₃	60% NaNO ₃ + 40% KNO ₃	60% NaNO ₃ + 40% KNO ₃
Horas de Almacenamiento T. [h]	10 y 15	10 y 15	10 y 15
Fluido de almacenamiento	60% NaNO ₃ + 40% KNO ₃ (Para los 3 casos)		

Tabla 6.11 Parámetros iniciales central de torre para SAM

Tecnología	Colector cilíndrico parabólicos		
Potencia [MWe]	10	50	100
Localización	Antofagasta	Antofagasta	Antofagasta
Múltiplo solar	2	2	2
Tipo de colector	Euro Trough ET 150	Euro Trough ET 150	Euro Trough ET 150
Fluido de trabajo	Therminol VP-1	Therminol VP-1	Therminol VP-1
Horas de Almacenamiento T. [h]	10 y 15	10 y 15	10 y 15
Fluido de almacenamiento	HITEC: 53% KNO ₃ + 40% NaNO ₂ + 7% NaNO ₃ (Para los 3 casos)		

Tabla 6.12 Parámetros iniciales central de CCP para SAM

Las Tablas 6.11 y 6.12 poseen los datos que serán necesarios para obtener desde SAM en el caso de cada central para los rangos de potencias elegidos, la superficie del campo solar, cantidad de energía térmica a almacenar, costos considerados, etc. Así, para cada ítem de evaluación económica que conforman una inversión poder calcular el valor total de las técnicas en análisis.

6.5.1.2 Simulaciones obtenidas mediante SAM

En este punto se presentará una secuencia de figuras con la información que será recaudada para cada central termosolar desde SAM con los respectivos parámetros a estudiar.

La siguiente secuencia de figuras presentan como será el análisis para la central de receptor de torre primeramente y luego de la de colectores de cilíndrico parabólicos que en particular es muy similar. Para eso se considerará la potencia de 10 MWe y 10 horas de almacenamiento térmico, lo que será igual para los demás valores seleccionados en el análisis.

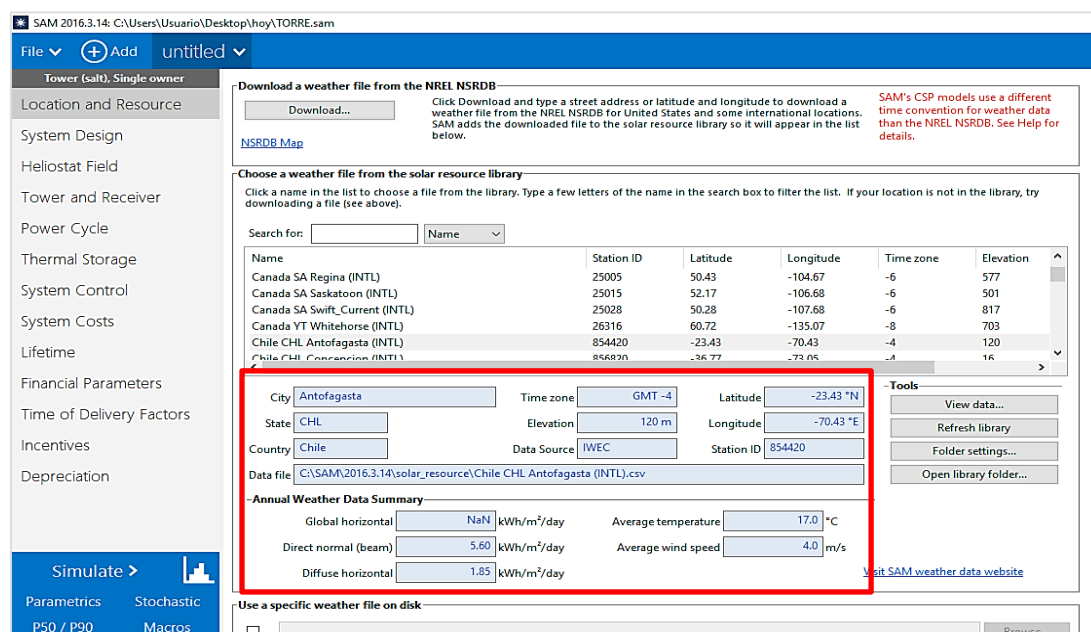


Figura 6.5 Datos de la localización de la central termosolar de tipo Torre en simulación. SAM [63]

Design Point Parameters
The design point parameters determine the nominal ratings of each part of the power tower system. After specifying the design point parameters here, you can specify details of each component of the system on the Heliostat Field, Tower and Receiver, Thermal Storage, and Power Cycle input pages.

-Heliostat Field-		-Power Cycle-	
Design point DNI	950 W/m ²	Design turbine gross output	10 MWe
Solar multiple	2	Estimated gross to net conversion factor	0.9
Receiver thermal power	49 MWt	Estimated net output at design (nameplate)	9 MWe
-Tower and Receiver-		-Thermal Storage-	
HTF hot temperature	574 °C	Full load hours of storage	10 hours
HTF cold temperature	290 °C	Solar field hours of storage	5 hours

Figura 6.6 Datos de potencia, múltiplo solar y horas de almacenamiento térmico. SAM [63]

Nota: El múltiplo solar de una planta termosolar indica la relación entre la energía almacenada y la energía necesaria para operar el ciclo de potencia en condiciones óptimas. Las plantas con almacenamiento térmico poseen un múltiplo solar mayor que uno ya que deben generar la energía suficiente para el funcionamiento del ciclo de potencia y además almacenar energía para su posterior uso. En otras palabras, este factor indica el sobredimensionamiento de la instalación para operar en correctas condiciones.

-Heliostat Properties-		-Heliostat Operation-	
Heliostat width	12.2 m	Heliostat stow/deploy angle	8 deg
Heliostat height	12.2 m	Wind stow speed	15 m/s
Ratio of reflective area to profile	0.97	Heliostat startup energy	0.025 kWe-hr
Single heliostat area	144.375 m ²	Heliostat tracking power	0.055 kWe
Mirror reflectance and soiling	0.9	Design-point DNI	950 W/m ²
Heliostat availability	0.99	-Atmospheric Attenuation-	
Image error (slope, single-axis)	1.53 mrad	Polynomial coefficient 0	0.006789
Reflected image conical error	4.32749 mrad	Polynomial coefficient 1	0.1046 1/km
Number of heliostat facets - X	2	Polynomial coefficient 2	-0.017 1/km ²
Number of heliostat facets - Y	8	Polynomial coefficient 3	0.002845 1/km ³
Heliostat focusing method	Ideal	Average attenuation loss	3.2 %
Heliostat canting method	On-axis	-Solar Field Layout Constraints-	
-Land Area-		Max. heliostat distance to tower height ratio	8.5
Non-solar field land area	45 acres	Min. heliostat distance to tower height ratio	0.75
Solar field land area multiplier	1	Tower height	121.482 m
Base land area	66.8804 acres	Maximum distance from tower	1032.6 m
Total land area	112 acres	Minimum distance from tower	91.1119 m
Total heliostat reflective area	82,871 m ²	-Mirror Washing-	
		Water usage per wash	0.70 L/m ² ,aper.
		Washes per year	63

Figura 6.7 Propiedades de los helióstatos y área total del campo. SAM [63]

Es fundamental mencionar que el área del helióstato que se presenta en software no es la de 150 m² como se señaló en los datos de entrada, pero se debe tener presente que el software realiza sus truncamientos en las dimensiones del helióstato lo que hace que el área sea menor en este caso. De esta misma forma considera parámetros establecidos en su memoria de cálculo, los cuales pueden causar alguna diferencia con condiciones reales, pero aun así los datos ingresados fueron los señalados.

A continuación, se presentará la posible distribución del campo de helióstatos en la instalación de la planta con su respectivo número de elementos.

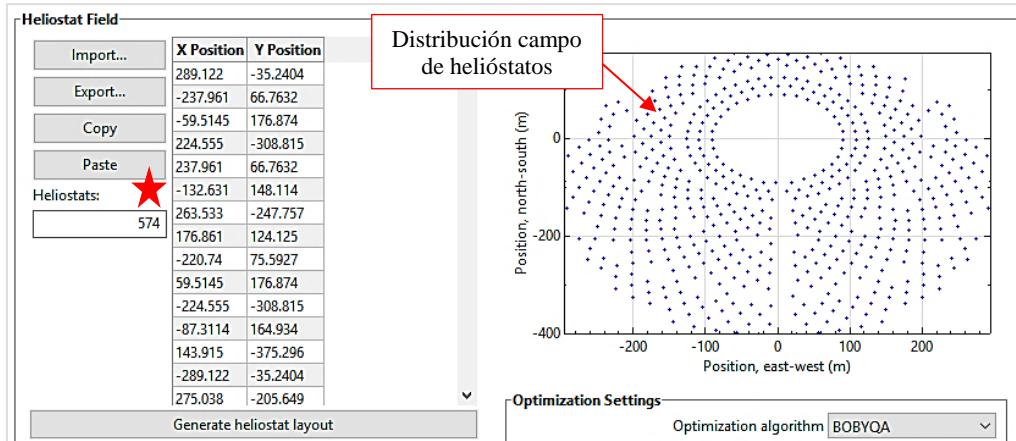


Figura 6.8 Distribución del campo de helióstatos y número de ellos. SAM [63]

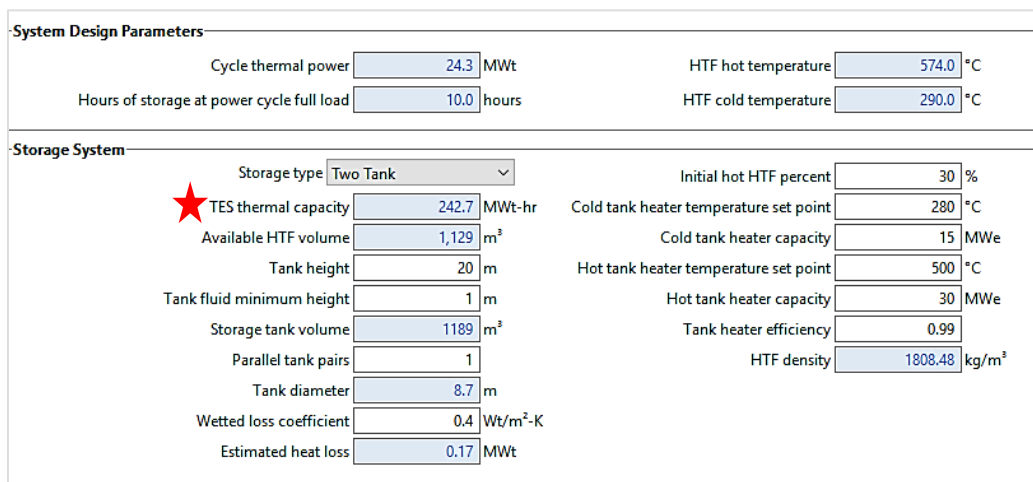


Figura 6.9 Parámetros del sistema de almacenamiento. SAM [63]

Ante las 5 figuras antes exhibidas concluye como se obtendrán los datos de la central de receptor de torre a partir de los datos de entrada. Así, luego poder calcular la inversión por parte del autor del documento. En relación a eso, a continuación, se presentará el análisis de la central de CCP, donde en el caso del emplazamiento es el mismo presentado en la Figura 6.5.

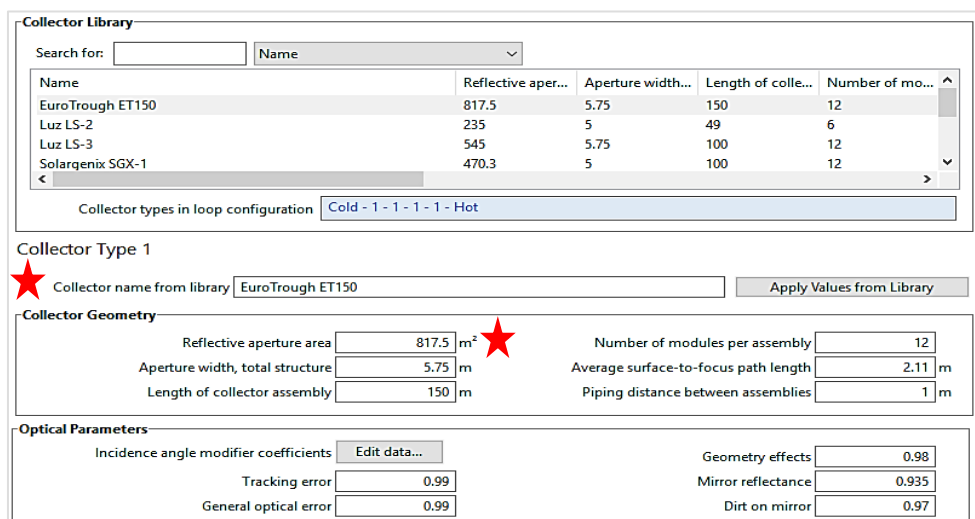


Figura 6.10 Características del colector seleccionado. SAM [63]

Solar Field Parameters		Heat Transfer Fluid	
<input checked="" type="radio"/> Option 1:	Solar multiple: 2	Field HTF fluid:	Therminol VP-1
<input type="radio"/> Option 2:	Field aperture: 877,000,000 m ²	User-defined HTF fluid:	Edit...
Row spacing:	15 m	Field HTF min operating temp:	12 °C
Stow angle:	170 deg	Field HTF max operating temp:	400 °C
Deploy angle:	10 deg	Design loop inlet temp:	293 °C
Number of field subsections:	2	Design loop outlet temp:	391 °C
Header pipe roughness:	4.57e-005 m	Min single loop flow rate:	1 kg/s
HTF pump efficiency:	0.85	Max single loop flow rate:	12 kg/s
Freeze protection temp:	150 °C	Min field flow velocity:	0.268562 m/s
Irradiation at design:	950 W/m ²	Max field flow velocity:	3.74479 m/s
Allow partial defocusing:	<input checked="" type="checkbox"/> Simultaneous	Header design min flow velocity:	2 m/s
Design Point Single loop aperture: 3270 m ² Loop optical efficiency: 0.740558 Total loop conversion efficiency: 0.710899 Total required aperture, SM=1: 41592.8 m ² Required number of loops, SM=1: 12.7195		Actual number of loops: 26 Total aperture reflective area: 85020 m ² Actual solar multiple: 2 Field thermal output: 56.1798 MWt	
Collector Orientation Collector tilt: 0 deg Collector azimuth: 0 deg		Tilt: horizontal=0, vertical=90 Azimuth: equator=0, west=90, east=-90	
Mirror Washing Water usage per wash: 0.7 L/m ² , aper. Washes per year: 63		Plant Heat Capacity Hot piping thermal inertia: 0.2 kWh/K-MWt Cold piping thermal inertia: 0.2 kWh/K-MWt Field loop piping thermal inertia: 4.5 Wh/K-m	

Figura 6.11 Condiciones del campo de colectores y fluido de trabajo. SAM [63]

En la consideración del campo de colectores se consideraron 4 colectores por lazo donde el valor del número de lazos arrojado es de 26 y al multiplicar este por 4 y por el área de apertura de cada colector se obtiene el área del campo (Área campo solar: $26 \cdot 4 \cdot 817,5 = 85.020,0 \text{ m}^2$). Este procedimiento lo realiza automáticamente el software, pero es fundamental señalar que fue necesario considerar el número de lazos para todas las simulaciones de las demás potencias.

Para comprender de mejor forma lo antes comentado la siguiente figura presenta la explicación grafica de un colector, modulo y lazo.

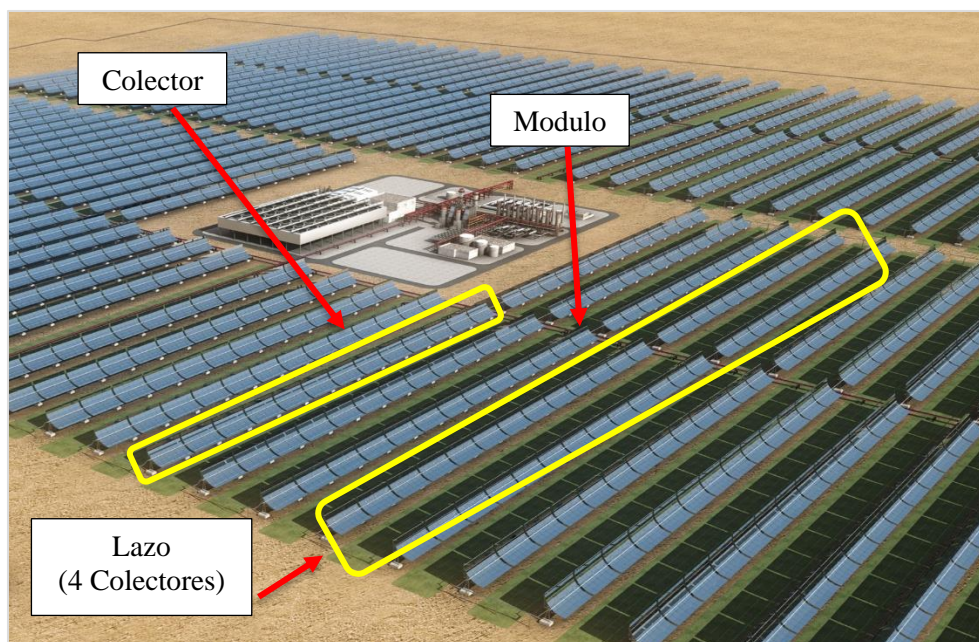


Figura 6.12 Descripción de un campo de Colectores Cilíndrico Parabólicos. [55]

Storage System	
Full load hours of TES	10 hr
Storage volume	3799.46 m ³
TES Thermal capacity	280.899 MWht
Parallel tank pairs	1
Tank height	20 m
Tank fluid min height	1 m
Tank diameter	15.5525 m
Min fluid volume	189.973 m ³
Tank loss coeff	0.4 W/m ² -K
Estimated heat loss	0.150331 MWht
Cold tank heater set point	250 °C
Hot tank heater set point	365 °C
Tank heater capacity	25 MWht
Tank heater efficiency	0.98
Hot side HX approach temp	5 °C
Cold side HX approach temp	5 °C
Thermal storage exergetic efficiency	0.966
Initial TES fluid temp	300 °C
Storage HTF fluid	Hitec Solar Salt
User-defined HTF fluid	Edit...
Storage HTF min operating temp	238 °C
Storage HTF max operating temp	593 °C
Fluid temperature	342 °C
TES fluid density	1872.49 kg/m ³
TES specific heat	1.50182 kJ/kg-K

Figura 6.13 Características de almacenamiento térmico. SAM [63]

En base a las 3 figuras previas presentadas referidas a SAM, se puede observar que las simulaciones para las instalaciones de CCP serán de la misma manera que para las demás potencias, lo que permitirá obtener los datos necesarios para el cálculo de inversión.

6.5.1.3 Datos de equipos y procesos provenientes de las simulaciones de SAM

Además de conocer los parámetros necesarios para llevar a cabo todo lo que engloba el estudio económico con las figuras expuestas anteriormente, donde este análisis será presentado en los próximos a subcapítulos (6.7 y 6.8) se pueden rescatar antecedentes de los parámetros funcionales de los principales equipos y procesos dentro del funcionamiento de cada tecnología en estudio mediante SAM. Para ello el objetivo de este tema es llevar a cabo un ejemplo de las características que poseen los distintos equipos o elementos funcionales de la central según cada tipo, lo que se realizará de esta manera ya que para conocer éstos antecedentes es necesario realizar un diseño y como se comentó en más de una oportunidad no es el fin del presente trabajo.

Debido a lo previo descrito se rescatarán datos de los requerimientos de una central termosolar para ser expuestos en el presente apartado y que mediante una cierta potencia y A.T. por tecnología quede demostrado que SAM provee antecedentes de diseño. De esta forma enfocar el estudio netamente en partes de importancia en la funcionalidad de una instalación de esta categoría.

Relacionado a lo mismo, los demás antecedentes de las instalaciones según los datos de entrada para realizar las simulaciones en SAM quedan expuestos en el respectivo **Anexo A.4**.

6.5.1.3.1 Antecedentes de equipos y procesos central tipo Torre

Los datos que se presentan en el actual punto serán referidos a requerimientos de funcionalidad como serían, temperaturas de trabajo, caudales de funcionamiento, volúmenes de estanques, área de campo solar, potencia de turbina, entre otros. Para demostrar éstos se considerará la potencia de 50 MWe para la presente tecnología y 10 horas de A.T. ya que ambos factores engloban un valor significativo para entregar antecedentes de equipos y procesos dentro de los demás que serán estudiados según los presentados por la Tabla 6.11. Ante ello las figuras anteriores consideradas para ejemplificar de cierta manera como se llevaran a cabo las simulaciones por tecnología para todos los datos a estudiar, se ejemplificaron para 10 MWe y 10 horas de almacenamiento pero como ahora se presentan datos para una potencia de 50 MWe con las mismas horas de almacenamiento es más que todo debido a que es un valor de potencias más cercano a las condiciones reales de diseño, en cambio el otro menor (10 MWe) es para tener datos apreciativos de inversión que serán evaluación más adelante en el presente estudio y comparar estos entre los rangos propuestos para las simulaciones.

En base a lo previo informado algunos de los datos de equipos y procesos que entrega SAM como antecedentes predeterminados o calculados bajo la mitología de diseño del mismo son los siguientes.

Segmento	Características equipos y procesos					
Ciclo de potencia	Potencia diseño [MWe]	Eficiencia ciclo térmico	Potencia Ciclo térmico [MWt]	Presión operación caldera [bar]	Tº fluido de trabajo entrada - caliente [°C]	Tº fluido de trabajo salida - fría [°C]
Valor	50,00	0,412	121,00	100,00	574,00	290,00
Campo solar	Radiación normal directa de diseño [W/m²]	Número helióstatos [Uni]	Área de helióstatos [m2]	Área total reflexión [m2]	Superficie total campo [hectárea]	Orientación campo solar
Valor	950,00	3.121,00	144,375	450.594,38	274,32	Alrededor de torre
Torre y receptor	Altura torre [m]	Altura receptor [m]	Diámetro receptor [m]	Numero de paneles [Uni]	Flujo máximo de HTF (kg/s)	Material tubos de receptor
Valor	119,10	11,57	13,452	20,00	680,71	Acero Inox AISI316
Sistema de Almacenamiento	Horas de almacenamiento [h]	Volumen de HTF disponible [m³]	Capacidad sistema de A.T. [MWht]	Tipo de HTF	Altura -diámetro estanques [m]	Sistema de almacenamiento
Valor	10,00	5.646,00	1.213,59	Sal (60% NaNO3 40% KNO3)	20,00 - 19,50	Estanques en par (1 par)

Tabla 6.13 Antecedentes de equipos y procesos central tipo Torre. (Adaptado de SAM [63])

6.5.1.3.2 Antecedentes de equipos y procesos central tipo CCP

De igual forma como se presentaron los antecedentes para la central tipo Torre ahora se realizará el mismo procedimiento para la central tipo CCP con potencia de 50 MWe y 10 de A.T., en donde se respeta lo mismo descrito para la tecnología anterior sobre que la potencia de 50 MWe es una cifra más representativa para ver características de elementos de funcionamiento que los 10 MWe empleados para demostrar la guía de simulaciones mediante SAM.

Segmento	Características equipos y procesos					
Ciclo de potencia	Potencia diseño [MWe]	Eficiencia ciclo térmico	Potencia Ciclo térmico [MWt]	Presión operación caldera [bar]	Tº fluido de trabajo entrada - caliente [°C]	Tº fluido de trabajo salida - frío [°C]
Valor	50,00	0,346	140,44	100,00	391,00	293,00
Campo solar	Tipo de colector	Colectores por lazo	Área de apertura colector [m2]	Numero de lazos	Total área receptora [m2]	Fluido de Trabajo
Valor	EuroTrough ET150	4,00	817,50	128,00	418.560,00	Therminol VP-1
Receptor	Tipo de receptor	Diámetro tubo interior de absorción [m]	Diámetro tubo exterior de absorción [m]	Flujo de trabajo en los tubos	Material absorbedor	Ponderación pérdidas de diseño [W/m]
Valor	Schott PTR80	0,076	0,08	Por el interior tubo	Acero INOX 316L	207,35
Sistema de Almacenamiento	Horas de almacenamiento [h]	Volumen de almacenamiento disponible [m³]	Capacidad sistema de A.T. [MWht]	Tipo de HTF	Altura - diámetro estanques [m]	Sistema de almacenamiento
Valor	10,00	18.997,30	1.404,49	Hitec solar salt	20,00 - 34,77	Estanques en par (1 par)

Tabla 6.14 Antecedentes de equipos y procesos central tipo CCP. (Adaptado de SAM [63])

6.6 COSTOS POR ÍTEM SEGÚN TECNOLOGÍA

El presente contenido de información dará a conocer los costos empleados por ítem principal de cada instalación que serán considerados en el momento del cálculo de la inversión. Estos costos serán obtenidos desde SAM ya que el software permite cuantificar cada subinversión según sea su unidad de medida para así determinar el costo total. En consecuencia, las siguientes dos tablas presentan las magnitudes económicas empleadas en el cálculo de inversión futuro.

Tecnología: Receptor central de torre		
Ítem	Costo	Unidad
Mejoramiento terreno	16,00	\$/m ²
Campo de helióstatos	170,00	\$/m ²
Costo torre Fijo torre	3.000.000,00	\$
Altura torre	-	m
Altura receptor	-	m
Altura Helióstatos	12,24	m
Factor exponencial	0,0113	-
Torre	-	\$
Costo fijo receptor	110.000.000,00	\$
Área receptor	-	m ²
Área referencia	-	m ²
Factor exponencial	0,70	-
Receptor	-	\$
Energía almacenada	26,00	\$/kWh
Balance de planta	340,00	\$/kWe
Ciclo de potencia	1.190,00	\$/kWe
Contingencia	10,00	%
Costos indirectos	12,00	%

Tabla 6.15 Costos para central de receptor central de torre. (Adaptado de SAM [63])

Para determinar el costo total de la torre y del receptor es necesario aplicar las siguientes ecuaciones expuestas por SAM, donde cada factor que las componen es diferente en cada simulación según las potencias escogida para el análisis (expuestas en tabla de datos de entrada).

$$Costo\ torre = Costo\ fijo\ torre \cdot exp\left(\text{Factor exponencial} \cdot \left(Altura\ torre - \frac{Altura\ receptor}{2} + \frac{Altura\ helióstatos}{2}\right)\right) \quad [6.1]$$

Donde;

Costo fijo torre: Valor asociado al costo fijo de la torre, establecido por SAM [\$].

Factor exponencial: Factor establecido por SAM (0,0113) [Adimensional].

Altura torre: Corresponde a la altura de la torre que arroja la simulación por SAM [m].

Altura receptor: Corresponde a la altura del receptor que arroja la simulación por SAM [m].

Altura helióstatos: Es la altura del helióstato seleccionado para el diseño [m].

$$Costo\ receptor = Costo\ fijo\ receptor \cdot \left(\frac{\text{Área receptor}}{\text{Referencia área receptor}}\right)^{\text{Factor exponencial}} \quad [6.2]$$

Donde;

Costo fijo receptor: Valor asociado al costo fijo del receptor, establecido por SAM [\$].

Factor exponencial: Factor establecido por SAM (0,7) [Adimensional].

Área receptor: Corresponde al valor del área que arroja la simulación por SAM. [m²]

Referencia área receptor: Valor de área considerado por SAM [m²].

Tecnología: Colector cilindro parabólico		
Ítem	Costo	Unidad
Mejoramiento terreno	30,00	\$/m ²
Campo de colectores	170,00	\$/m ²
Sistema HTF (Fluido térmico)	70,00	\$/m ²
Energía almacenada	75,00	\$/kWh
Ciclo de potencia	1.150,00	\$/kWe
Balance de planta	120,00	\$/kWe
Contingencia	10,00	%
Costos indirectos	12,00	%

Tabla 6.16 Costos para central de colectores cilíndrico parabólicos. (Adaptado de SAM [63])

Las dos tablas antes presentadas detallan de cómo serán calculadas las inversiones para cada potencia y horas de almacenamiento térmico consideradas en la simulación por medio de SAM.

6.7 CÁLCULO Y ANÁLISIS DE INVERSIÓN PLANTAS TERMOSOLARES

En el presente subcapítulo se presentarán las inversiones obtenidas para los parámetros definidos en el subcapítulo anterior y simulados por SAM, donde con éstos se procede a calcular la inversión mediante Excel donde los resultados fueron determinados para los antecedentes de la Tabla 6.11 y 6.12 según cada tecnología. Entonces, en referencia a lo anterior es que las siguientes tablas presentan el costo de inversión calculado por Excel con los datos obtenidos desde SAM según cada simulación a base a los datos de entrada.

En el desarrollo de cálculo para estimar las inversiones se aumentó el valor de contingencia propuesto por SAM que es de 7 % a 10 % y se consideró un porcentaje fijo para los costos indirectos de 12 % sobre los costos directos, condición que fue realizada por el autor del análisis. Relacionado a lo mismo, en los precios de los ítems no hubo modificación alguna según los presentados por SAM y expuestos en las Tablas 6.15 y 6.16.

6.7.1 Resultados de inversión

En este punto se presentan los resultados obtenidos según lo antes comentado, comenzando por un ejemplo de cálculo para 10 MWe y 10 de A.T. que acompaña a lo expuesto en el apartado 6.5.1.2 para así luego exhibir los resultados finales para cada tecnología.

Para entregar los resultados como se informó en el párrafo anterior, primero se ejemplificará como se determinaron éstos. Para ello se expondrá una tabla de cálculo para cada instalación termosolar y considerando que las demás fueron calculadas de la misma forma, donde los datos empleados para ello fueron los obtenidos por SAM, y que fueron mostrados en el resumen de simulaciones en el punto 6.5.1.2. donde mediante éstos y los costos del subcapítulo anterior se obtiene lo siguiente.

- Central de Receptor Central de Torre

Tecnología: Receptor central de torre 10 MWe				
Ítem	Valor	Unidad	Costo	Unidad
Mejoramiento terreno	82.871,00	m ²	1.325.936,00	\$
Campo de helióstatos	82.871,00	m ²	14.088.070,00	\$
Costo torre Fijo torre	3.000.000,00	\$	-	-
Altura torre	121,48	m	-	-
Altura receptor	9,51	m	-	-
Altura Helióstatos	12,24	m	-	-
Factor exponencial	0,0113	-	-	-
Torre	12.022.690,77	\$	12.022.690,77	\$
Costo fijo receptor	110.000.000,00	\$	-	-

Área receptor	152,63	m ²	-	-
Área referencia	1.571,00	m ²	-	-
Factor exponencial	0,70	-	-	-
Receptor	21.509.249,42		\$ 21.509.249,42	\$
Energía almacenada	242,72	MWth	6.310.668,00	\$
Balance de planta	10,00	MWe	3.400.000,00	\$
Ciclo de potencia	10,00	MWe	11.900.000,00	\$
Contingencia	10,00	%	7.055.661,42	\$
Subtotal costos directos			77.612.275,61	\$
Costos indirectos	12,00	%	9.313.473,07	\$
TOTAL, INVERSIÓN			86.925.748,69	\$

Tabla 6.17 Cálculo inversión central de Torre de 10 MWe y 10 horas de A.T.

- Central de Colectores Cilíndrico Parabólicos

Tecnología: Colector cilindro parabólico 10 MWe				
Ítem	Valor	Unidad	Costo	Unidad
Mejoramiento terreno	85.020,00	m²	2.550.600,00	\$
Campo de colectores	85.020,00	m²	14.453.400,00	\$
Sistema HTF (Fluido térmico)	85.020,00	m²	5.951.400,00	\$
Energía almacenada	280,90	MWth	21.067.500,00	\$
Ciclo de potencia	10,00	MWe	11.500.000,00	\$
Balance de planta	10,00	MWe	1.200.000,00	\$
Contingencia	10,00	%	5.672.290,00	\$
Subtotal costos directos			62.395.190,00	\$
Costos indirectos	12,00	%	7.487.422,80	\$
TOTAL, INVERSIÓN			69.882.612,80	\$

Tabla 6.18 Cálculo inversión central de CCP de 10 MWe y 10 horas de A.T.

En base a las dos tablas de cálculos anteriores a modo de ejemplo de procedimiento en la determinación de inversiones, datos extraídos de SAM (expuestos en cada ítem de cada tecnología) y los costos señalados anteriormente (Tablas 6.15 y 6.16) fue posible obtener los siguientes resultados de inversión de todas las potencias y horas de A.T. consideradas en las centrales termosolares en estudio.

Ítem 1	Ítem 2	Ítem 3	Ítem 4	Ítem 5	Ítem 6
Tecnología	Potencia [MWe]	Horas de A. T. [h]	Inversión [USD\$]	Inversión [€]	Inversión [CLP] - MM
Torre	10,00	10,00	86.925.748,69	82.005.423,29	58.961,90
Torre	50,00	10,00	310.500.927,38	292.925.403,19	210.613,36
Torre	100,00	10,00	642.808.856,26	606.423.449,30	436.018,46
CCP	10,00	10,00	69.882.612,80	65.926.993,21	47.401,51
CCP	50,00	10,00	347.237.598,40	327.582.640,00	235.531,92
CCP	100,00	10,00	693.387.464,00	654.139.116,98	470.326,03
Torre	10,00	15,00	90.752.305,20	85.615.382,26	61.557,46
Torre	50,00	15,00	328.510.394,63	309.915.466,63	222.829,22
Torre	100,00	15,00	657.543.219,72	620.323.792,18	446.012,81
CCP	10,00	15,00	82.855.572,80	78.165.634,72	56.201,09
CCP	50,00	15,00	412.120.878,40	388.793.281,51	279.542,37
CCP	100,00	15,00	823.163.264,00	776.569.116,98	558.353,20

Tabla 6.19 Resultados de inversión de las centrales termosolares en estudio

Como conclusión ante los datos de la Tabla 6.19 se puede concluir que en algunos aspectos existe similitud para algunas potencias como en las de 50 MWe para 10 de A.T. en la central de colectores cilindro parabólicos y de torre, donde la planta de CCP suele ser más cara que la de torre, pero esto se puede deber a que hay que emplear un fluido aparte para el almacenamiento térmico, en cambio la de torre utiliza el mismo fluido de trabajo para almacenar energía lo que permite una ventaja. Si ahora se observa la inversión para potencias de 100 MWe con 15 horas de almacenamiento nuevamente existe un mayor valor de inversión para las instalaciones CCP que para las de Torre. En otras palabras, para las plantas de CCP es más limitado el período de almacenamiento por su alto costo. Esto se puede observar en la Tabla 5.7 y 5.8 de capítulo anterior.

En base a lo anterior es que se decidió analizar la inversión para menos horas, siendo éstas 6 y así observar el costo que poseen ambas tecnologías. Para ello, la siguiente tabla presenta los valores generados para la condición antes descrita.

Ítem 1 Tecnología	Ítem 2 Potencia [MWe]	Ítem 3 Horas de A. T. [h]	Ítem 4 Inversión [USD\$]	Ítem 5 Inversión [€]	Ítem 6 Inversión [CLP] - MM
Torre	50,00	6,00	294.946.508,50	278.251.423,12	200.062,77
Torre	100,00	6,00	611.709.948,42	577.084.857,00	414.924,01
CCP	50,00	6,00	295.327.278,40	278.610.640,00	200.321,05
CCP	100,00	6,00	589.566.824,00	556.195.116,98	399.904,29

Tabla 6.20 Resultados de inversión para 6 horas de A.T.

En el caso de la Tabla 6.20 se puede observar que las inversiones calculadas a partir de los antecedentes necesarios que son obtenidos por SAM en cada simulación. Los valores de inversión disminuyen bastante para una central de CCP con potencias de 50 MWe siendo ésta menor que con 15 horas de A.T., ante eso es fundamental mencionar que son más factible las plantas CCP para menos horas de almacenamiento y las de Torre para largas horas ya que para menos horas de almacenamiento se observa una mayor inversión en este último caso a grandes potencias. Esto también está reflejado en la Tabla 5.7 y 5.8 siendo mayor el costo en la tecnología de torre para lo previo descrito.

A causa de lo anterior, una de las razones para construir las centrales CCP por bloques de 50 MWe es más rentable que solo una de éstas de gran potencia, siendo lo contrario en el caso de las plantas de receptor de torre. Esta configuración de plantas de colectores cilíndrico parabólicos es muy usada en su tipo y un ejemplo es Andasol 1, 2 y 3 - España, donde cada una de ellas es de 50 MWe.

6.7.2 Comparativa de resultados obtenidos

El presente apartado busca demostrar de forma gráfica como se comparten las inversiones y algunas condiciones específicas para poder ver el aspecto de éstas en base a las horas de almacenamiento térmico y como varían en base a ello. Además de presentar otros aspectos comparativos referidos al tema actual.

En la primera presentación gráfica se expondrán las inversiones según la tecnología y los parámetros considerados para las simulaciones (horas de A.T. y potencias). En cambio, para realizar la comparación en la segunda parte de la presentación gráfica se seleccionaron las potencias de 50 MWe para ambas instalaciones con 10 y 15 horas de A.T., así de esta forma presenciar los porcentajes que ocupan las distintas áreas de funcionamiento de una central CSP en cuanto sus costos.

Relacionado a lo descrito anteriormente las representaciones gráficas buscan demostrar cómo es que las tecnologías termosolares poseen distintos segmentos de mayor y menor importancia en la consideración de un proyecto real. Esto está muy relacionado a la finalidad de la central donde puede tener más o menos inversión por segmento y para ello un aspecto clave es conocer los parámetros de diseño como los que proporciona SAM donde es posible cuantificar a que magnitud de componentes de una central se está realizando la evaluación.

- Primera presentación gráfica (Inersiones según tecnología)

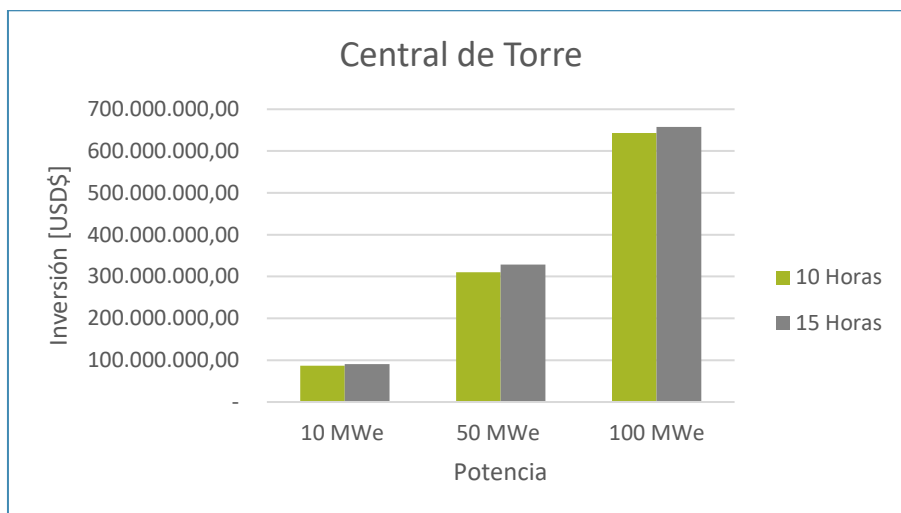


Gráfico 6.1 Inversiones de centrales de Torre en USD\$

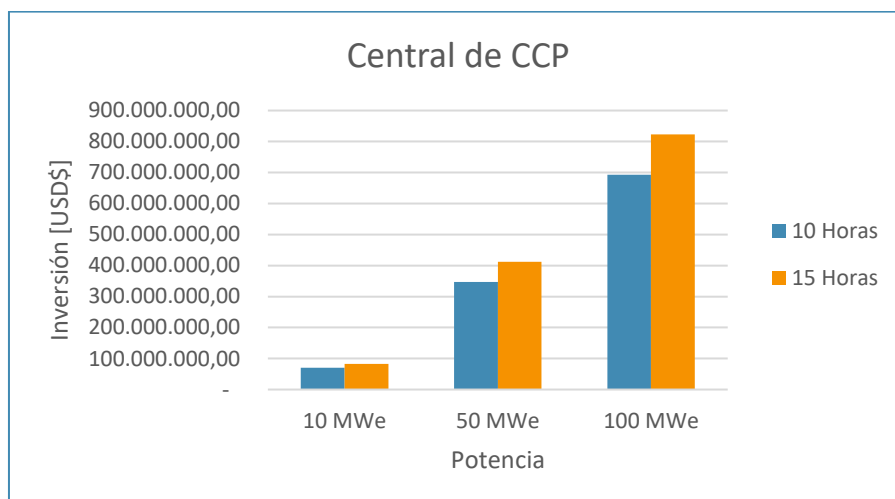


Gráfico 6.2 Inversiones de centrales de CCP en USD\$

- Segunda presentación gráfica (Comparativa según ítem de inversión)

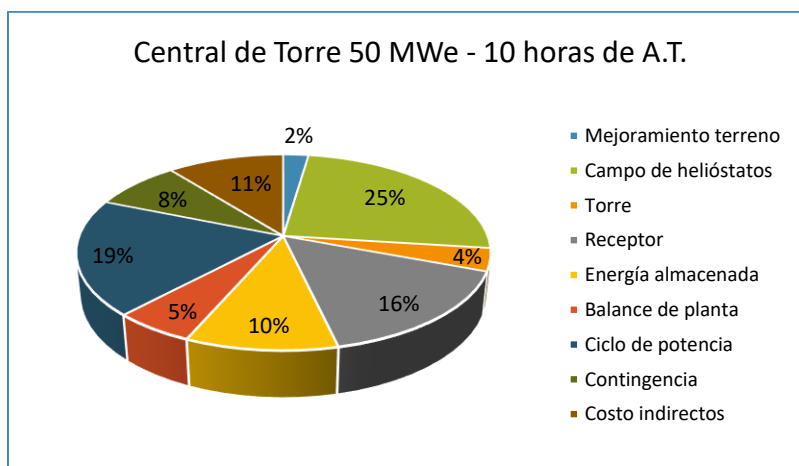


Gráfico 6.3 Segmentos de inversión en % para la central de Torre 50 MWe – 10 horas de A.T.

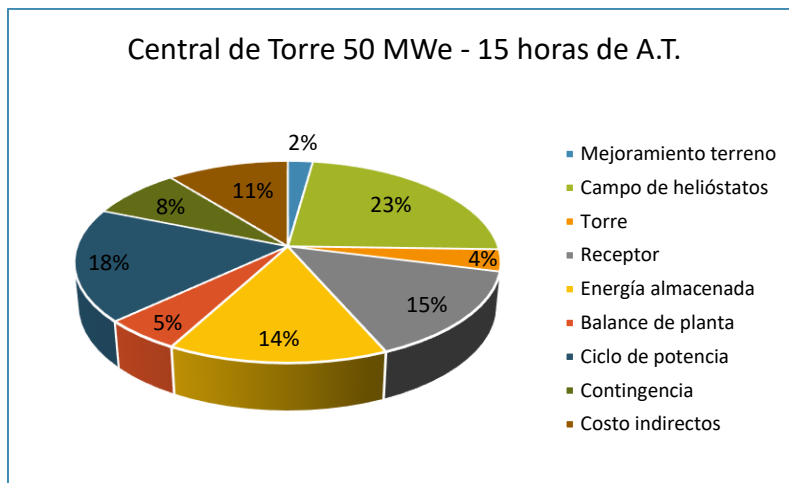


Gráfico 6.4 Segmentos de inversión en % para la central de Torre 50 MWe – 15 horas de A.T.

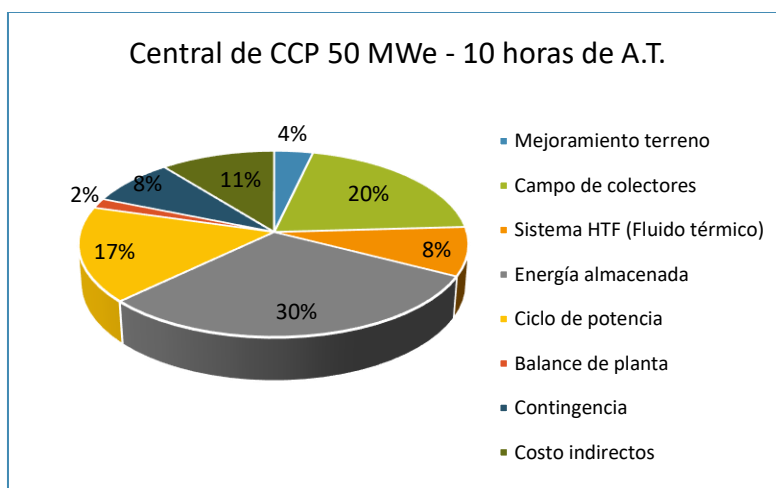


Gráfico 6.5 Segmentos de inversión en % para la central de CCP 50 MWe – 10 horas de A.T.

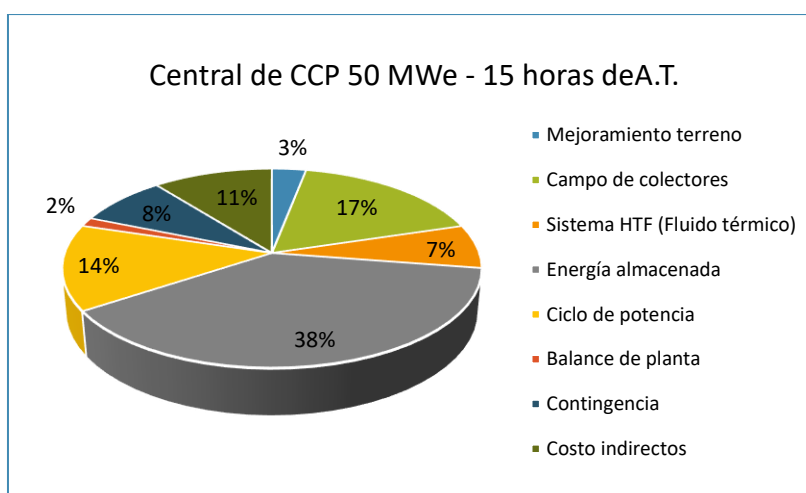


Gráfico 6.6 Segmentos de inversión en % para la central de CCP 50 MWe – 15 horas de A.T.

Respecto a los dos primeros gráficos presentados se puede apreciar la inversión de las instalaciones termosolares donde son más caras según las horas de almacenamiento las centrales de colectores cilíndrico parabólicos en base a las simulaciones de SAM. Debido a eso, las plantas de Torre serían más factibles para mayores horas de A.T. ya que sus inversiones suelen ser menores bajo éste aspecto.

En cuanto a los últimos cuatro gráficos antes expuestos se puede visualizar el porcentaje de inversión de cada segmento principal de las plantas consideradas en ésta evaluación y apoyadas por SAM como software de diseño del área de energía solar. Ante eso, se puede comentar que en el caso de las centrales de Torre los mayores porcentajes de inversión serían el campo de helióstatos, ciclo de potencia y receptor con orden de mayor a menor respectivamente. En el caso de las plantas de CCP los segmentos con más porcentaje de inversión son, sistema de almacenamiento, campo de colectores y ciclo de potencia. Ante eso, se concluye lo comentado en las primeras gráficas de inversión siendo éstas últimas instalaciones más costosas para largas horas de almacenamiento térmico.

Referido a lo anterior y como se comentó en el apartado anterior, se procedió a analizar nuevamente las inversiones, pero con menos horas de almacenamiento para visualizar cómo se comportan los valores de éste parámetro económico según las simulaciones arrojadas por SAM, donde para ello se consideraron 6 horas de A.T. y potencias de 50 MWe y 100 MWe en ambas tecnologías. El resultado de análisis y cálculo de inversión fue el siguiente basado en la Tabla 6.20 y expuesto a continuación.

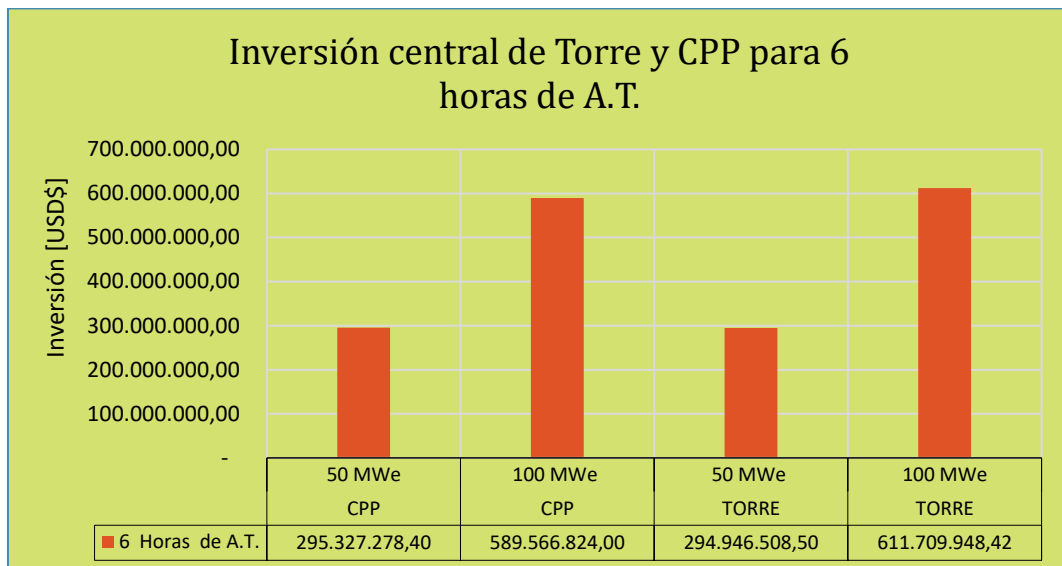


Gráfico 6.7 Inversión para central de CCP y Torre con 6 de A.T.

En cuanto al Gráfico 6.7 anterior se aprecia una diferencia en las inversiones con menos horas de almacenamiento térmico lo que se aproxima más a las magnitudes expuestas en las referencias bibliográficas como respaldo y márgenes considerados donde una central de CCP con almacenamiento térmico con 6 a 7 horas tiene un costo de 6.000.000 €/MWe, lo que se aproxima para las magnitudes expuestas por el gráfico con 50 MWe y 100 MWe. En el caso de la instalación de Torre suele haber una menor inversión en el caso de los 50 MWe y mayor en los 100 MWe lo que puede ser debido a parámetros considerados anteriormente en las simulaciones.

De todas formas, las magnitudes obtenidas en todos los análisis expuestos en este apartado de resultados se aproximan o están dentro de un rango cercano a las inversiones por parte de las referencias bibliográficas (últimas dos presentadas en el Capítulo 6.4), lo que apoya el estudio basado por SAM y cálculo de inversiones por medio de Excel.

Ante lo anterior, es fundamental tener presente que los costos de inversión dependerán del país donde esté efectuando el análisis, las condiciones solares, precios de elementos, obras civiles, entre otros parámetros. Esto lleva la vez a generar distintos precios para ciertos elementos o tareas en el

desarrollo de la central, tanto en su construcción como en su funcionamiento posteriormente lo que puede ser un respaldo ante las condiciones establecidos ya que SAM opera con estandarización de Estados Unidos y en Chile éstas pueden cambiar. En consecuencia, esto puede hacer variar las inversiones de forma negativa o positiva. A sí mismo, todos los valores obtenidos en este análisis se aproximan a los expuestos por estudios, investigaciones específicas, simulaciones, entre otros medios del campo de investigación actual.

6.8 ESTUDIO ECONÓMICO CENTRALES TERMOSOLARES

En el presente apartado será analizado el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) para estudiar la viabilidad y rentabilidad del proyecto comparando distintas potencias, horas de almacenamiento y precios de venta debido a que se pueden generar distintos ingresos. Esto será aplicado para la central de Torre y CCP con el fin de ver la mejor opción y comportamiento. *Además de lo anterior todos los datos empleados en el estudio serán considerados para el Sistema Interconectado Norte Grande (SING) que es donde podría ser instalada la central en el norte chileno.*

El valor actual neto es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual, es decir, actualizar mediante una tasa de descuento o actualización todos los flujos de caja futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar ésta equivalencia con el desembolso inicial. La idea de considerar esto es obtener un valor de VAN mayor a cero para concluir que el proyecto tendrá ingresos, si es igual a cero el valor el proyecto no tendrá pérdidas ni ingresos y finalmente si el VAN es menor que cero el proyecto traería pérdidas para el dueño o inversionista lo que implica un riesgo para éste realizar inversión en el proyecto en desarrollo.

La tasa interna de retorno es el valor máximo de rentabilidad a la cual un inversionista puede realizar inversión para un proyecto, es decir, la TIR permite que el VAN sea cero lo que para una determinada tasa de descuento su valor no puede ser mayor a la tasa interna de retorno sino el VAN entrega un valor negativo, lo que implica que el proyecto no es rentable. En consecuencia, de lo comentado anteriormente la TIR es muy empleado como un indicador de rentabilidad ya que a mayor valor, mayor será la rentabilidad del proyecto.

Para determinar tanto el VAN como la TIR a continuación se presentan sus ecuaciones respectivamente acompañadas de los factores que las conforman.

- VAN

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)^1} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n} \quad [6.3]$$

Donde;

VAN: Valor actual neto [USD\$].

I_0 : Corresponde a la inversión inicial del proyecto ($t = 0$) [USD\$].

F_t : Flujos de dinero en el período correspondiente [USD\$].

n : Es el número de períodos de tiempo a estudiar [Años].

k : Es el tipo de tasa de descuento empleada o tasa de actualización exigida por la inversión [%].

- TIR

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)^1} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad [6.4]$$

Donde;

TIR: Corresponde a la tasa interna de retorno del proyecto en estudio [%].

I_0 : Corresponde a la inversión inicial del proyecto ($t = 0$) [USD\$].

F_t : Flujos de dinero en el período correspondiente [USD\$].

n : Es el número de períodos de tiempo a estudiar [Años].

6.8.1 Parámetros para el análisis económico

Basado en el punto anterior 6.8 donde se comentó lo que realizaría determinando el valor del VAN y la TIR, donde los parámetros necesarios para determinar éstos son los siguientes siendo aplicados a las condiciones establecidas para el estudio según cada tecnología.

6.8.1.1 Energía producida

Para determinar la cantidad de la energía producida por cada instalación a evaluar se considerará la siguiente ecuación. Ésta expresión realiza el cálculo de energía producida por la central relacionando la potencia, horas del año y factor de capacidad o de planta que está relacionado con el tiempo en el cual la central está operativa. Es decir, el factor de capacidad mide cuanto tiempo está disponible la planta sobre un período de tiempo en el cuál se desearía que estuviera en funcionamiento.

$$\text{Energía producida} = \text{Factor capacidad} \cdot \text{Potencia} \cdot \text{Horas año} \quad [6.5]$$

Donde;

Energía producida: Corresponde a la energía producida anualmente por la central [MWh].

Factor capacidad: Es la capacidad de la planta en su disponibilidad [%].

Potencia: Potencia de la central [MW].

Horas año: Corresponde a las horas totales de un año: 8.760 h/año.

Para la selección del factor de capacidad se consideró un valor expuesto en la Tabla 5.8 dentro del rango expresado en ésta. Ante ello, para la central de torre se escogió un factor de capacidad de 80% y 90% para 10 y 15 horas respectivamente de A.T. y para la central de CCP un valor de 55% fijo. En este último caso se consideró un poco mayor debido a que son mayores las horas que las expuestas por la tabla y el factor de capacidad con más horas de almacenamiento puede ser mayor en la planta.

6.8.1.2 Costos

El valor referido a los costos hace énfasis a los de operación y mantención presentes para la central en un año. Para determinar éstos se consideró un valor dentro del rango presentado por la Tabla 5.8 para costos de operación y mantención (O. y M.), donde éste valor fue de (0,3 USD\$/kWh). Esto fue establecido por la “Agencia internacional de las energías renovables” y se utilizó en éste análisis tanto para la central de torre como para la de colectores cilíndrico parabólicos.

En base a lo anterior la expresión para determinar los costos es la siguiente:

$$\text{Costos} = \text{Valor de costo} \cdot \text{Energía producida} \quad [6.6]$$

Donde;

Costos: Corresponde al valor de los costos totales por operación y mantención [USD\$].

Valor de costo: Valor del costo por unidad de energía producida anualmente [0,3 USD\$/kWh].

Energía producida: Energía producida anualmente por la central [MWh].

6.8.1.3 Depreciación

Corresponde a la disminución periódica del valor de un bien material, donde esto ocurre por desgaste respecto al uso que sufre dicho elemento en su utilización. Ante ello, es posible cuantificar monetariamente el valor progresivo que sufre el bien mediante la siguiente expresión.

$$Depreciación = \frac{Inversión}{Vida\ útil} \quad [6.7]$$

Donde;

Depreciación: Corresponde al valor monetario que un año se deprecia el bien [USD\$].

Inversión: Costo total del bien o proyecto estudiado [USD\$].

Vida útil: Año en los cuales permanece en funcionamiento el elemento o proyecto [Años].

Para el caso de las centrales en estudio se consideró la inversión correspondiente a cada caso y período de vida útil de 30 años. Esto hace depreciar la inversión completamente y ante eso podría realizarse por separado, pero hay condiciones en las cuales equipos, construcciones, obras civiles, entre otros duran menos o más años. Es por eso que se prefiere depreciar toda la inversión asumiendo los riesgos de considerar o no factores depreciativos en esta acción.

6.8.1.4 Precio de venta de la potencia y la energía eléctrica

El precio de venta para el análisis estará constituido por dos factores en los cuales habrá dos precios que permitirán ingresos. El primero de ellos será el precio nudo energía empleado para determinar los ingresos por venta de energía y otro será el precio considerado por la potencia firme. Es decir, referido a este último, además del pago por generación existe el pago por “potencia firme” en donde se paga cierta cantidad mensual por cada kW de potencia reconocida.

Los valores de los precios establecidos para determinar los tipos de ingresos son fijados por la Comisión Nacional de Energía (CNE), donde éstos a lo largo de un período sufren variaciones tanto positivas como negativas, pero la entidad antes mencionada está encargada de regular éstos para establecer un correcto valor. Ante eso, los precios y sus variaciones se presentan a continuación por los gráficos correspondientes.

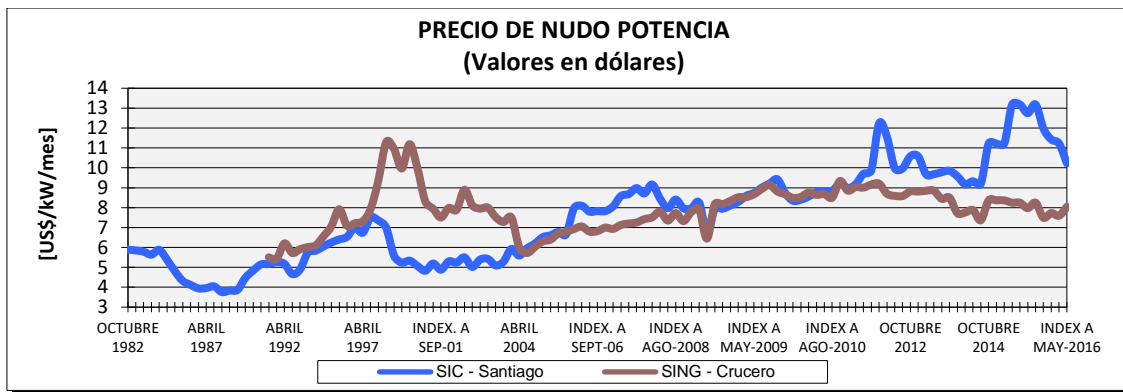


Gráfico 6.8 Comportamiento precio nudo potencia Oct. 1982 a Mayo 2016. [56]

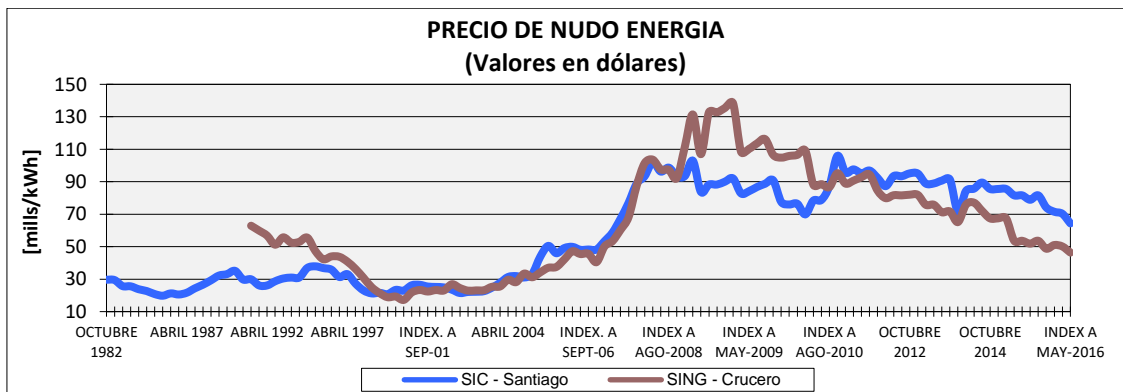


Gráfico 6.9 Comportamiento precio nudo energía Oct. 1982 a Mayo 2016. [56]

De acuerdo a los Gráficos 6.8 y 6.9 los precios considerados para este análisis serán de 8,2 [USD\$/kW/mes] y 48 [USD\$/MWh] respectivamente para el precio nudo potencia y precio nudo energía referidos a mayo de 2016. Dado lo anterior se considerará un aumento anual del 2%, lo que es una estimación conservadora, dado que existe posibilidad bastante cercana de que los costos marginales aumenten más allá del 2% debido a la escasez de algunos combustibles fósiles o la aplicación de posibles impuestos específicos presente en el país que de igual forma varían.

Según lo antes mencionado se debe recordar que los precios seleccionados son para el SING, que corresponde al sistema de distribución en el norte de Chile. Esto es así porque la central en estudio tiene emplazamiento en el norte, donde el precio fijado por la CNE es en la subestación eléctrica Crucero y que se presentó en los gráficos anteriores (Curva color café).

6.8.1.5 Impuesto

El impuesto considerado para el cálculo de los flujos de caja es del 24%. Esto es establecido por el Servicio de Impuestos Internos de Chile (SII), entidad que controla todas las actividades relacionadas con el entorno de los negocios para el área del comercio nacional.

El valor del impuesto se considera de esta manera porque es un impuesto a beneficios/utilidades de una empresa que corresponde a la primera categoría y la siguiente tabla lo expone.

Año Tributario	Año Comercial	Tasa	Circular SII
2016	2015	22,5%	N° 52, 10.10.2014
2017	2016	24%	N° 52, 10.10.2014

Tabla 6.21 Impuesto a las utilidades/beneficio en empresas. [57]

6.8.1.6 Tasa de descuento o actualización

La tasa de descuento o de actualización empleada en el cálculo del VAN será de 6% según la referencia [18]. Este estudio hace mención a que las energías renovables en Chile poseen altas inversiones frente a las instalaciones tradicionales para generar energía eléctrica y es lo que realmente ocurre, por lo tanto, para evaluar las energías renovables es factible emplear bajas tasas de descuento permitiendo de esta forma que los proyectos sean más atractivos para invertir debido a que su inversión es muy alta. Esto lleva a concluir que, con altas tasas las instalaciones de energías renovables no sean atractivas desde el punto de vista económico para inversionistas.

Referido a lo anterior a continuación, se presenta un fragmento de información considerado de la fuente de estudio para la selección de la tasa de descuento.

“La tasa social de descuento oficial para Chile es 6%. Por lo tanto, la elección y sensibilización de la tasa de descuento para evaluar los costos del sistema de generación en horizontes temporales largos como los del presente estudio es una decisión sumamente relevante ya que incide directamente en los resultados. Al ser la tasa social 6% menor, aumenta la rentabilidad relativa de las inversiones de Energías renovables no convencionales (ERNC) dados sus bajos costos de operación y sus beneficios sociales, que se dan a lo largo de todo el horizonte de estudio. Por otro lado, en el caso de una tasa de descuento de 10% se penaliza a éstas mismas ventajas de largo plazo de las fuentes renovables, y se enfatiza la ventaja relativa de las fuentes convencionales a corto plazo por sus menores costos de capital”. [18]

6.8.1.7 Flujo de caja

Para el cálculo de los flujos de caja se considerarán las siguientes expresiones y secuencia de cálculo para determinar finalmente éstos, donde primero se conocerá el procedimiento para los ingresos.

En el caso de los ingresos para determinar el valor por cada segmento corresponde emplear las siguientes expresiones en cada caso:

- Ingreso por venta de energía:

$$Ingreso_{Energía} = Energía\ producida \cdot Precio\ nudo\ energía \quad [6.8]$$

Donde;

Ingreso_{Energía}: Ingresos por energía eléctrica vendida [USD].

Energía producida: Energía producida por la instalación [MWh].

Precio nudo energía: Valor de precio nudo energía en el SING-Crucero [USD\$/MWh].

- Ingreso por venta de potencia:

Además del pago por venta de energía existe un ingreso por potencia firme en donde se paga cierta cantidad mensual por cada kW de potencia reconocida. Ante lo anterior el ingreso por potencia y el cálculo de potencia firme están dados por las siguientes expresiones respectivamente:

$$Ingreso_{Potencia} = Potencia_{firme} \cdot Precio\ nudo\ potencia \cdot 12 \cdot 1000 \quad [6.9]$$

Donde;

Potencia_{firme}: Valor de potencia firme para cada análisis [MW].

Precio nudo potencia: Precio nudo potencia [USD\$/kW/mes].

Factor 12: Conversión de mes a años (12 meses / 1 año).

Factor 1000: Conversión de kW a MW (1000 kW / 1 MW).

$$P_{firme} = P_n \cdot F_{pr} \cdot F_d \quad [6.10]$$

Donde;

P_n: Corresponde a la potencia de la planta [MW].

F_{pr}: Factor de capacidad de la planta [%].

F_d: Corresponde al factor de demanda del sistema y es determinado por $\left(\frac{Demanda\ maxima}{Capacidad\ instalada}\right)$, [%].

Para la determinación del **F_d** con la demanda máxima y capacidad instalada, los datos para éstos fueron apoyados por el gráfico siguiente entregado por la CNE, así el valor de **F_d** fue el próximo.

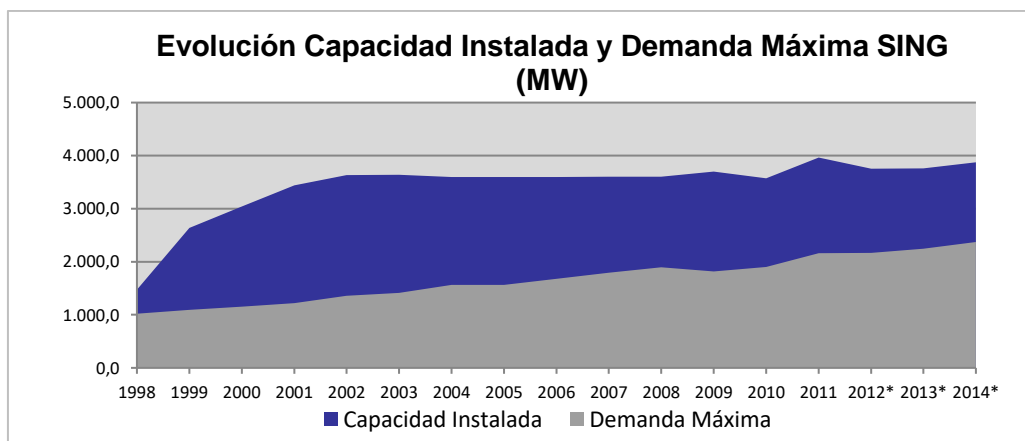


Gráfico 6.10 Evolución capacidad instalada y demanda máxima SING [MW]. [56]

$$F_d = \frac{\text{Demanda maxima}}{\text{Capacidad instalada}} = \frac{2.100 \text{ MW}}{3.950 \text{ MW}} = 0,53$$

En consecuencia, el factor empleado para determinar la potencia firme en todos los casos será de $F_d = 0,53 \%$, tanto en las centrales de torre como en las de colectores cilíndrico parabólicos.

Por otro lado, recordando las potencias a estudiar para cada central, éstas son presentadas a continuación según sus horas de almacenamiento térmico, donde se acotaron las cifras a valores más reales (Tabla 6.22). Relacionado a los mismo, también se exponen sus valores de potencia firme a continuación, los cuales serán empleados en el cálculo de ingreso por venta de potencia.

Tecnología		Potencia [MW]
Torre	10 h A.T.	50,00
Torre	10 h A.T.	100,00
Torre	15 h A.T.	100,00
CCP	10 h A.T.	50,00
CCP	10 h A.T.	100,00
CCP	15 h A.T.	100,00

Tabla 6.22 Potencias de estudio según tecnología

Tecnología		Potencia firme [MW]
Torre	10 h A.T.	21,20
Torre	10 h A.T.	42,40
Torre	15 h A.T.	47,70
CCP	10 h A.T.	14,58
CCP	10 h A.T.	29,15
CCP	15 h A.T.	29,15

Tabla 6.23 Valores de potencia firme según estudio

Finalmente, conocido el procedimiento de cálculo para los tipos de ingresos que es fundamental para determinar éstos en los flujos de caja y posteriormente en la determinación de VAN y TIR. Ante eso, los demás pasos para los flujos de caja son los siguientes que presenta la Tabla 6.24.

Ítem	Acción
Ingresos	(Energía producida · precio nudo energía) + (Energía producida · precio nudo potencia)
Costos	(Valor costo total (O. y M.)) · (Energía producida)
CASH FLOW	Ingresos - Costos
Depreciación	Inversión / vida útil del proyecto
Impuesto	Aplicado al CASH POST DEPRECIACIÓN (24%)
POST IMPUESTO	CASH FLOW POST DEPRECIACIÓN – Impuesto
CASH FLOW NETO	POST IMPUESTO + Depreciación
Periodo recuperación	Restante de Inversión - CASH FLOW NETO

Tabla 6.24 Acciones para flujos de caja

Basado en la tabla anterior los resultados de VAN y TIR serán presentados a continuación en el siguiente subcapítulo.

6.9 RESULTADOS ESTUDIO ECONÓMICO

Los resultados obtenidos para las potencias y horas de A.T. de estudio basado en el procedimiento del subcapítulo 6.8, más las acciones consideradas para determinar los flujos de caja son los siguientes. Donde para ello se presentará un flujo de caja resumido que fue el mismo para todos los cálculos y que finalmente permite obtener los datos de VAN y TIR para los parámetros utilizados según cada tecnología.

6.9.1 Flujo de caja empleado

La presentación del flujo de caja a modo de resumen será la siguiente para una central de 50 MWe y 10 de A.T., en ello para disminuir la longitud de la tabla se expondrá éste con un intervalo de años, es decir, presentando años iniciales y años finales, de lo cuál se comprende que los cálculos son los mismos para cada año considerando las variaciones expuestas en los subcapítulos anteriores. En consecuencia, todos los flujos de efectivos están expuestos con todos sus detalles en el **Anexo A.6.**

Año	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3
INVERSIÓN	310.500.927,38			
Precio nudo energía		48,00	48,96	49,94
Energía producida		346.800,00	346.800,00	346.800,00
INGRESOS por venta energía		16.646.400,00	16.979.328,00	17.318.914,56
Precio nudo potencia		8,20	8,36	8,53
INGRESOS por venta potencia		2.086.080,00	2.127.801,60	2.170.357,63
Ingresos totales		18.732.480,00	19.107.129,60	19.489.272,19
COSTOS		10.404.000,00	10.404.000,00	10.404.000,00
CASH FLOW		8.328.480,00	8.703.129,60	9.085.272,19
Depreciación		10.350.030,91	10.350.030,91	10.350.030,91
CASH FLOW POST DEPRECIACIÓN		-2.021.550,91	-1.646.901,31	-1.264.758,72
Impuesto (24%)		-485.172,22	-395.256,32	-303.542,09
POST IMPUESTO		-1.536.378,69	-1.251.645,00	-961.216,63
Depreciación		10.350.030,91	10.350.030,91	10.350.030,91
CASH FLOW NETO	310.500.927,38	8.813.652,22	9.098.385,92	9.388.814,28
Periodo Recuperación	310.500.927,38	301.687.275,16	292.588.889,25	283.200.074,96

Año 25	Año 26	Año 27	Año 28	Año 29	Año 30
77,20	78,75	80,32	81,93	83,57	85,24
346.800,00	346.800,00	346.800,00	346.800,00	346.800,00	346.800,00
26.774.689,83	27.310.183,63	27.856.387,30	28.413.515,04	28.981.785,35	29.561.421,05
13,19	13,45	13,72	14,00	14,28	14,56
3.355.328,78	3.422.435,35	3.490.884,06	3.560.701,74	3.631.915,78	3.704.554,09
30.130.018,61	30.732.618,98	31.347.271,36	31.974.216,79	32.613.701,12	33.265.975,14
10.404.000,00	10.404.000,00	10.404.000,00	10.404.000,00	10.404.000,00	10.404.000,00
19.726.018,61	20.328.618,98	20.943.271,36	21.570.216,79	22.209.701,12	22.861.975,14
10.350.030,91	10.350.030,91	10.350.030,91	10.350.030,91	10.350.030,91	10.350.030,91
9.375.987,69	9.978.588,07	10.593.240,45	11.220.185,87	11.859.670,21	12.511.944,23
2.250.237,05	2.394.861,14	2.542.377,71	2.692.844,61	2.846.320,85	3.002.866,62
7.125.750,65	7.583.726,93	8.050.862,74	8.527.341,26	9.013.349,36	9.509.077,62
10.350.030,91	10.350.030,91	10.350.030,91	10.350.030,91	10.350.030,91	10.350.030,91
17.475.781,56	17.933.757,84	18.400.893,65	18.877.372,18	19.363.380,27	19.859.108,53
9.928.539,30	27.862.297,15	46.263.190,80	65.140.562,97	84.503.943,25	104.363.051,77

Tabla 6.25 Resumen de flujo de caja (Ver el detalle completo en el Anexo A.6.I.)

Según los antecedentes que presenta el resumen del flujo de caja anterior, el cual pertenece a una central de 50 MWe con 10 horas de almacenamiento es posible visualizar todos los datos empleados y considerados para el respectivo estudio, así también ver como varían éstos a medida que aumentan los años.

Por otro lado, es necesario recordar que para obtener los datos de estudio para los parámetros de VAN y TIR se segmentó el análisis en cuanto a valores de potencias y horas de almacenamiento (Véase Tabla 6.22) a diferencia del cálculo de inversiones. Esto fue considerado de esta manera para poder observar los indicadores en cuestión con valores más reales que lleven a conclusiones más concretas según las características de los proyectos termosolares. Así mismo, esto permite tener un acercamiento más tangible con el fin de ver la rentabilidad de los proyectos en estudio frente a los métodos tradicionales de generación de electricidad.

Fundamentado lo anterior, se procede a presentar los antecedentes de VAN y TIR en el siguiente apartado para las exigencias consideradas en Chile que en primera instancia serían denominadas condiciones reales para el país ya que se consideraron precios, costos, impuestos, etc. actuales.

6.9.2 Resultados de VAN y TIR

Basado en el flujo de caja anterior que fue validado para todos los cálculos de las potencias escogidas y horas de almacenamiento por tipo de tecnología, los resultados de VAN y TIR son los siguientes para las condiciones reales en Chile.

Tecnología	Potencia Nominal [MWe]	VAN [USD\$]	TIR
Torre 10 h A.T.	50,00	-141.478.796,09	1,73%
Torre 10 h A.T.	100,00	-302.363.236,14	1,55%
Torre 15 h A.T.	100,00	-281.767.524,24	2,04%
CCP 10 h A.T.	50,00	-216.304.508,46	-0,51%
CCP 10 h A.T.	100,00	-431.641.063,78	-0,51%
CCP 15 h A.T.	100,00	-547.126.127,98	-1,19%

Tabla 6.26 Resultados VAN y TIR para condiciones reales en Chile

Claramente los resultados obtenidos de VAN y TIR no son muy alentadores, pero son los obtenidos bajo las condiciones establecidas desde que se inició con el estudio. Comenzando por la simulación mediante SAM para obtener datos y luego emplear éstos en el cálculo de inversión con Excel, así se procedió a la determinación de los flujos de caja conforme a los precios establecidos, tasa descuento, costos, entre otros parámetros. En consecuencia de todo lo anterior, se lograron obtener los resultados que presenta la Tabla 6.26 que obviamente es fundamental mencionar que éstas tecnologías en Chile no estarían siendo rentable por varios factores. Dentro de éstos está el precio de venta de energía, que mayormente es donde se obtienen los ingresos para las instalaciones y costos asociados que quizás podrían ser menores si se aportara con otros medios para disminuir éstos.

Respecto a lo mismo, éstas instalaciones consideran un alto costos de inversión como se puede visualizar en el mercado real, por distintas referencias a nivel académico y como se presentó en el actual estudio. Esto genera que la recuperación del dinero sea a largo tiempo en Chile y eso implica que éstos proyectos sean poco rentables desde el punto de vista económico para el país. Referido a eso, no podrían ser considerados desde el lado económico, pero quizás desde el punto de vista medio ambiental serían altamente beneficiosos debido a las bajas emisiones de CO₂ que presentan éstas tecnologías, lo que será expuesto en un próximo capítulo, pero por el momento las centrales termosolares para los rangos estudiados de parámetros no serían rentables debido a los resultados expuesto anteriormente.

Relacionado con lo previo, si se considera la información entregada por la International Renewable Energy Agency (IRENA), en el informe del año 2012, donde menciona que las centrales termosolares de CCP y Torre pueden sufrir reducciones tanto de inversión como de operación y mantención al año 2020 y siguientes considerando una tasa de crecimiento del 8% aproximadamente se puede analizar esto para los casos de estudios actuales. Ante eso, los valores que indica la IRENA son para la inversión de 28% a la tecnología de Torre y 41 % a la tecnología de Colectores cilíndrico parabólico. Sobre lo mismo, considera la reducción de costos de O. y M. con valores de 23% y 35% para las plantas de Torre y CCP respectivamente. *(Basado de [16])*

Según lo anterior al evaluar éstas variaciones como primera sensibilidad de datos, los resultados serían los siguientes para los casos de estudio de los parámetros de VAN y TIR:

Tecnología	Potencia Nominal [MWe]	VAN [USD\$]	TIR
Torre 10 h A.T.	50,00	-39.079.294,17	4,51%
Torre 10 h A.T.	100,00	-92.130.651,98	4,29%
Torre 15 h A.T.	100,00	-61.605.379,66	4,91%
CCP 10 h A.T.	50,00	-63.424.999,24	3,21%
CCP 10 h A.T.	100,00	-126.278.906,13	3,22%
CCP 15 h A.T.	100,00	-194.415.094,01	2,25%

Tabla 6.27 Resultados VAN y TIR según variación indicada por IRENA

Claramente los resultados obtenidos tienen un gran impacto en las tasas internas de retornos y aumento en los valores de VAN lo que no deja de ser importante de considerar a largo plazo para la construcción de éstas instalaciones en Chile. Además, quizás éstos proyectos podrían ser aún más rentables si el precio de la energía tuviera un aumento a largo plazo, donde esto generaría un gran equilibrio para el desarrollo de éstas prácticas en el país. Sobre ello, actualmente en Chile existen plantas en construcción por parte de la empresa española Abengoa y la americana SolarReserve donde las tecnologías en desarrollo son centrales de Torre. Relacionado con ello, lo más probable que lleva a desarrollar éstas instalaciones va asociado a que poseen mejores factores de plantas y condiciones para largas horas de funcionamiento autónomo, además que al igual que la CCP presentan la posibilidad de hibridación con sistemas tradicionales, pero a mayor escala.

Según lo descrito anteriormente, si el precio de venta tan solo aumentara en 20 dólares en la venta de energía (de 48 a 68 USD\$/MWh) conservando lo indicado por IRENA a largo plazo y considerando el crecimiento expuesto en los parámetros definidos a principio, los resultados serían los siguientes bajo este escenario para las centrales, mencionado dicha acción como segunda sensibilidad de datos.

Tecnología	Potencia Nominal [MWe]	VAN [USD\$]	TIR
Torre 10 h A.T.	50,00	51.143.142,00	7,78%
Torre 10 h A.T.	100,00	88.314.220,36	7,49%
Torre 15 h A.T.	100,00	141.395.101,72	8,29%
CCP 10 h A.T.	50,00	-1.397.074,37	5,94%
CCP 10 h A.T.	100,00	-2.223.056,40	5,96%
CCP 15 h A.T.	100,00	-70.359.244,28	4,75%

Tabla 6.28 Resultados VAN y TIR de las CSP considerando un aumento de precio en venta de energía eléctrica

Sin lugar a duda, el precio de venta de la energía trae un fuerte impacto para las centrales en estudio y que permitirá que éstas sean más atractivas desde el punto de vista económico ya que presentan mejores valores VAN y de TIR según la tabla anterior expuesta. Apoyado de eso las plantas de Torre

tendrían más atraktividad y quizás las de CCP para menores de horas de almacenamiento también lo serían, ya que generalmente éstas operan con sistema de A.T. entre 6 y 7,5 horas, pero en el análisis se consideraron 10 horas como mínimo para determinar los valores de VAN y TIR. En relación a lo previo sin duda la Tabla 6.20 presenta claramente que las inversiones para tecnología de colectores cilíndricos parabólicos disminuyen considerablemente a menores horas de A. T. lo que a la vez hará que éstas si sean atractivas económicamente para su implementación en Chile según las condiciones expuestas por la tabla presentada anteriormente (Tabla 6.28).

Enfocado en el aspecto económico lo que puede permitir que las centrales termosolares sean más atractivas es claramente un precio mejor de venta en la energía (aproximadamente sobre los 75 USD\$/MWh) y aún más puede ser un subsidio por parte del estado como el ingreso por concepto de bono de carbono o simplemente el apoyo económico para disminuir la inversión neta. Esto podría generar que Chile considere más ésta práctica solar para el cubrimiento de la demanda energética nacional.

Finalmente, como conclusión ante el tema de la rentabilidad, un aspecto importante podría ser además de lo comentado, que Chile produjera ciertos elementos en la construcción de las plantas termosolares lo que permitiría la reducción de inversión y la vez implicaría una mejor rentabilidad debido a la reducción de costos. Considerando esto se puede ampliar el espectro de condiciones para obtener rentabilidad de éstos tipos de proyectos energéticos y muy claramente es lo que ocurre en España donde las mismas empresas constructoras son las que diseñan y construyen los principales elementos para las plantas (caso de Abengoa). Relacionado con ello, se debe recordar que el alto costo de instalación se recupera a largos años, debido a que no son proyectos de corto plazo y que son plantas que pueden durar más de 60 años con buenas mantenciones lo que no deja de ser relevante ya que el análisis se hizo para 30 años. Así, si se analizará un mayor período, el escenario sería otro y entregaría cifras positivas si se estudiara aún más con mejores valores de venta de energía si los hubiese en el país como cifras reales y operativas lo que actualmente no ocurre como se pudo ver y por ello se obtienen los resultados ya conocidos para éstas particularidades investigadas.

Nota: Para estudiar en mayor detalle los flujos de caja relacionados con las Tablas 6.27 y 6.28 de indicadores de rentabilidad para las sensibilidades de datos realizadas, consultar **Anexo A.6.3.** y **A.6.4.**

7.- INSPECCIÓN Y ANÁLISIS DE FACTORES EN CENTRALES TERMOSOLARES Y TRADICIONALES

7.- INSPECCIÓN Y ANÁLISIS DE FACTORES EN CENTRALES TERMOSOLARES Y TRADICIONALES

Introducción.- En el presente capítulo el contenido apunta a respaldar los resultados obtenidos en los capítulos anteriores sobre las centrales termosolares y clásicas donde para ello se compararán con otras referencias bibliográficas, además comentar los costos y funcionamientos asociados a estas instalaciones y las tradicionales.

7.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS SOBRE INDICADORES DEL CAPÍTULO 6 CON OTROS ESTUDIOS EN CHILE

El objetivo del presente subcapítulo es respaldar los resultados obtenidos del capítulo anterior sobre los parámetros de rentabilidad y costos de inversión, en donde las centrales termosolares no serían rentables en Chile para el caso de considerar el primer escenario del estudio empleado. En cambio, si se recuerdan las modificaciones respaldadas por la IRENA y un aumento del precio de venta de energía, éstas serían rentables. Entonces para apoyar los primeros datos sobre indicadores de rentabilidad (Tabla 6.26), éstos serán respaldados con un estudio realizado en Chile en el ámbito de las centrales termosolar, donde se evaluó si eran o no rentables de igual forma.

Para dar respuesta a lo antes dicho en este apartado el estudio de apoyo es “*Análisis, comparación y evaluación económica de tecnologías termosolares*”, Realizado por Gonzalo Matías Araya Sepúlveda, estudiante de la Universidad de Chile, año 2013, [25]. Este trabajo realizó una inspección sobre el análisis y evaluación sobre las centrales termosolares en Chile, donde se concluyó que también no eran rentables para criterios definidos en el proyecto, lo que ayuda mucho para apoyar los resultados del presente documento y sobre todo los antecedentes del capítulo 6 con los cuales se concluyó que las instalaciones solares en análisis también no eran rentables. Relacionado con lo previo las conclusiones del estudio fueron que al evaluar potencias de 9 y 100 MW las centrales no eran rentables para condiciones reales en el norte chileno. Pero si se realizaban modificaciones en los costos de las instalaciones, este comportamiento podría variar para algunas situaciones proporcionando antecedentes positivos, pero aun así todos los casos no demostraban este cambio. También de lo antedicho, en las conclusiones del estudio se mencionó que las plantas termosolares serían rentables cuando el costo marginal de la energía superará los 140 USD/MWh, lo que está muy relacionado a lo que se elaboró en el presente trabajo cuando se aumentó el precio de venta de la energía (de 48 a 68 USD/MWh) en la segunda sensibilidad de datos, donde se observó que las centrales de tipo Torre más que las de CCP se tornaban más atractivas económicamente. Esto quizás se puede interpretar de esta forma ya que las plantas tipo CCP poseen una mayor inversión para altas horas de almacenamiento según lo comentado en más de una vez donde en éstas se deben emplear sistemas a parte para el A.T. y eso incrementa la inversión de cierta manera, en cambio en las de Torre solo se emplea un fluido para generar vapor y para almacenamiento.

Por otro lado, Chile actualmente posee un gran beneficio para desarrollar las tecnologías de concentración lo que es debido a su enorme potencial solar lo que facilita el trabajo, es por esto que existen proyectos en construcción y en ellos predomina la tecnología de Torre, pero aún no existe un gran interés por desarrollar fuertemente este método de generar energía eléctrica debido a los altos costos de desarrollo frente a las instalaciones tradicionales.

Basado en lo anterior es que los resultados más alentadores fueron al realizar las dos sensibilidades (datos de IRENA y aumento de precio venta energía) donde las plantas térmicas solares se tornan más atractivas desde el punto de vista económico, no siendo el caso para las condiciones reales en el país, lo que de todas formas se apoya del estudio antes mencionado como conclusiones válidas.

7.1.1 Análisis de la mejor opción en base a los resultados

Tras los resultados de los indicadores de rentabilidad calculados para el comportamiento de las distintas tecnologías y potencias estudiadas acompañadas de las horas de almacenamiento como factores de variación, realizar una recomendación para definir la mejor opción sería en base a los antecedentes del Gráficos 6.1 y 6.2, y Tablas 6.19 y 6.20 ya que se puede apreciar cómo es la disciplina de las tecnologías según las horas de almacenamiento y potencias seleccionadas para el estudio. Relacionado con eso, la mejor opción sería emplear la tecnología de Torre para largas de almacenamiento y potencias mayores, y las plantas de CCP para horas de almacenamiento menores a 10 (6 a 7,5 aproximadamente), lo que se puede apreciar muy claramente en las tendencias de las inversiones, donde a medida que se aumenta la potencia y horas de trabajo autónomo su costo será mayor notablemente. De esta forma definir la mejor opción para cada necesidad permitirá que los proyectos tengan mejor rentabilidad en el caso de ambas técnicas de generación según los rangos de potencias adecuados y definidos en el respectivo análisis donde en base a ello se logró determinar el comportamiento concluido.

En el desarrollo del análisis de las plantas en inspección se puede contar con ellas no tan solo para generación de energía eléctrica sino también para generación de vapor y es el caso que ocurre en la Minera el Tesoro (MET) en el norte de Chile que tiene una instalación de 10 MWt con tecnología de CCP. Esto permite ahorrar una enorme cantidad de combustible fósil para la generación de vapor utilizado en procesos de la entidad lo que es un beneficio para ésta y el medio ambiente.

Finalmente, como se puede apreciar según lo antedicho, las tecnologías termosolares pueden generar un enorme impacto positivo para Chile en variados ámbitos industriales como es el caso antes mencionado y también en la generación de electricidad según la recomendación realizada.

7.2 RESUMEN DE FACTORES DE LAS CENTRALES ESTUDIADAS Y COMPARACIÓN ENTRE ELLOS

Para resolver lo que define este subcapítulo la idea es analizar algunos parámetros de las instalaciones estudiadas a lo largo del documento donde se analizaron las plantas termosolares con más detalle para el caso de las energías renovables y otras en el caso de las tradicionales. Sobre el tema en cuestión, el aspecto económico está muy ligado a la construcción de las plantas lo que será analizado en base a las siguientes dos tablas.

Tecnología	Costo de inversión unitario [US\$/kW]	Costos fijos de Operación y Mantenimiento [US\$/MWh]	Costos variables [US\$/MWh]	Factor de planta [%]
Hidráulica de Pasada	2.670 - 4.000	-	2 - 2,5	50 -60
Hidráulica de embalse	2.750 - 3.650	-	2 - 2,5	55 - 65
Eólica	2.000 - 2.500	-	7,7	25 - 40
Térmica a Carbón	2.400 - 3.000	37	37 - 47,5	89
Solar Fotovoltaica	1.960 - 2.500	18,1	3	20 - 35
Geotérmica	3.480 - 6.600	2 - 12,5	-	88 - 92
Térmica G.N C.C.	1.000 - 1.200	10 - 15	74,5 - 88,1	50 - 80
Termosolar CSP Torre con 8 horas de almacenamiento	7.378 - 7.841	36	21,5	70 - 90
Diésel	390 - 860	10	149,1 - 223,9	15

Tabla 7.1 Costos de desarrollo por tecnología en Chile. Adaptado de [13]

	Installed cost (2010 USD/kW)	Capacity factor (%)	O&M (2010 USD/kWh)	LCOE (2010 USD/kWh)
Parabolic trough				
No storage	4 600	20 to 25	0.02 to 0.035	0.14 to 0.36
6 hours storage	7 100 to 9 800	40 to 53		
Solar tower				
6 to 7.5 hours storage	6 300 to 7 500	40 to 45		0.17 to 0.29
12 to 15 hours storage	9 000 to 10 500	65 to 80		

Tabla 7.2 Características de centrales termosolares de CCP y Torre. [16]

El contenido de las tablas anteriores presenta cifras de inversión y otros parámetros para las distintas tecnologías en Chile y de cierta forma particularmente también para las instalaciones termosolares según la International Renewable Energy Agency (IRENA) [16].

A causa de lo anterior, las centrales de energía en Chile como las generadoras clásicas principalmente ciertas de éstas superan los precios de algunas de método que emplean recursos renovables lo que juega un punto en contra para éstas en su desarrollo. Aun así, ocurren casos donde las plantas no convencionales superan por mucho el costo de un método tradicional y es el caso de las geotérmicas, hidráulicas de pasada y mayormente las termosolares, ya que según la Tabla 7.1 la cuál considera el tipo de central de Torre donde su valor es superior a los 7.000 US\$/kW y en la Tabla 7.2 se exponen valores más alto según su sistema de almacenamiento para CCP y Torre.

Ligado a lo anterior, tanto por lo mencionado como por los antecedentes que exponen las tablas, implementar tecnologías renovables en Chile es de cierta forma algo no muy considerado actualmente, a pesar de que existen políticas que lo exigen, se continua mucho con la participación de los métodos clásicos. Relacionado a lo mismo, como el costo de inversión de las plantas de energías limpias en algunos casos es demasiado alto esto incrementa el valor de la energía ya que éstas para que sean rentables se deben obtener ingresos adecuados y un factor fundamental es el antes mencionado. De ser así, lo que sucede es que el costo de la energía aumentaría en el país lo que no beneficiaría a ciertos sectores de demanda.

Por otro lado, según lo abordado en el análisis del capítulo 6 quedo demostrado que las plantas termosolares para Chile actualmente no son renovables particularmente por el precio de venta de la energía, ya que según la segunda sensibilidad realizada donde se aumentó el precio de ésta, los indicadores mejoraron sus cifras lo que de cierta forma demuestra lo antes descrito. Esto hace referencia a que normalmente éstos proyectos requieren de un apoyo económico para su implementación frente a los tradicionales donde en éstos el período de recuperación de la inversión es más temprana, pero en las anteriores no ocurre de esta manera. Aun así, si se analizan los daños generados según los procesos de funcionamientos de las plantas que emplean combustibles fósiles, éstos son impagables en comparación con los que generan las tecnologías modernas. Por consiguiente, el alto costo de las energías renovables al principio es un factor decisivo, pero a futuro es un beneficio para el medio que las rodea y no así en las plantas convencionales.

En efecto de lo anterior, conocer los procesos de funcionamiento de cada generadora es fundamental para conocer sus efectos y para ello a continuación se presentan éstos resumidos y próximamente serán analizados según sus efectos (capítulo de estudio de impacto medioambiental).

7.3 ANÁLISIS COMPARATIVO DE FUNCIONAMIENTO DE LAS CENTRALES CONVENCIONALES Y LAS TERMOSOLARES

El funcionamiento de una instalación de generación de energía eléctrica es un detalle de alta relevancia a la hora de la construcción de éstas debido a que no todas presentan el mismo comporta-

miento en éste contexto. A causa de eso no es lo mismo operar con una central térmica clásica que con una hidráulica o termosolar ya que todas presentan sus ventajas y desventajas en la generación de energía eléctrica.

Con el fin de abordar lo antes descrito, el procedimiento será efectuar una tabla donde se indicará el método empleado por cada planta en la generación de energía y finalmente poder realizar una comparación en base a eso. Para ello se utilizarán las centrales térmicas tradicionales, plantas de ciclo combinado, hidráulicas de embalse y de pasada, eólicas y centrales termosolares, donde las tradicionales mencionadas y ya conocidas son las más operativas en Chile lo que ayuda al actual análisis.

Tipo de central	Método de generación
Térmicas a Carbón	Instalaciones que en su método de operación emplean la energía térmica proveniente del carbón, el cuál se obtiene por un proceso de combustión. Éstas instalaciones generan grandes emisiones de gases de efecto invernadero y además contaminan el agua lo que es crítico en el período actual.
Ciclo combinado	Tipo de tecnología que usa el aire como combustible para el funcionamiento de una turbina, generando gases a altas temperaturas para la producción de vapor y posterior generación de energía eléctrica. Son instalaciones que presentan un menor (no de menor importancia) índice de contaminación en comparación con las térmicas a carbón. Por otro lado, poseen un buen rendimiento.
Hidráulicas de embalse	Plantas generadoras que emplean grandes volúmenes de agua donde necesitan importantes extensiones para reunir éstas cantidades dañando sectores para ser instaladas y además necesitan grandes obras civiles. Son plantas con alto rendimiento y buena autonomía de funcionamiento, aunque dependen de las condiciones meteorológicas. Mediante la energía potencial y cinética del agua generan la energía eléctrica a través de una turbina unida a un generador.
Hidráulicas de pasada	Tecnologías que usan el cauce de un río para ser desviado y poder emplear éste en el funcionamiento de una turbina unida a un generador la electricidad. Requieren obras civiles de bajo rango y no dañan tanto el entorno debido a lo mismo. Presentan un buen rendimiento dependiendo del recurso y no generan mayores impactos como las de embalse.

Eólicas	Tipos de generadoras que emplean la energía del viento para el movimiento de grandes aerogeneradores conectados internamente a sistemas de transformación para producir la energía eléctrica procedente del movimiento inicial de éstos elementos. Son plantas que dependen mucho del comportamiento del viento y que no producen fijamente la potencia establecida debido a lo mismo. Necesitan grandes extensiones, pero no contaminan su sector de instalación como tampoco generan importantes índices de gases contaminantes.
Termosolares	Tecnologías actualmente nuevas para Chile pero que presentan un buen comportamiento a pesar de alta inversión en el ámbito de las energías renovables. Emplean la radiación solar como recurso para la generación de energía eléctrica mediante procesos térmicos los que permiten generar casi nulos índices de gases contaminante a diferencia de las plantas térmicas tradicionales. Además, ésta tecnología dependiendo de su tipo puede ser hibridada con instalaciones tradicionales (ciclo combinado o diésel) aumentando su factor de operación. Para éstas técnicas una cosa que las diferencia es que pueden almacenar la energía con mayor eficiencia para operar en horas que no hay recurso solar, lo que las hace diferente a los sistemas solares fotovoltaicos.

Tabla 7.3 Factores comparativos de las tecnologías estudiadas

Con relación a la Tabla 7.3 la cuál presentó información de las distintas centrales estudiadas en el presente documento cabe mencionar que cada instalación presenta beneficios como desventajas lo que no deja de ser relevante de considerar al momento de realizar un estudio más detallado.

En cuanto a las centrales térmicas a carbón se puede apreciar que en comparación con todas las demás que se pueden considerar como las de energías renovables presentan una fuerte desventaja por ser tan dependiente de un combustible fósil y además que emiten grandes cantidades de contaminantes en su funcionamiento lo que no es atractivo desde el punto de vista medio ambiental. No solo ocurre lo anterior sino también para éstas instalaciones cada año son más las certificaciones necesarias para entrar en funcionamiento lo que limita a un proyecto a la hora de su operación por requerir equipos especiales para controlar ciertos daños. Esto no ocurre tanto con las centrales de ciclo combinado las cuáles no emiten tantos contaminantes ya que emplean de mejor forma la energía térmica generada lo que las hace más atractivas debido a su mejor rendimiento que las anteriores.

En lo que respecta a las plantas hidráulicas de embalse, las cuáles se consideran como una instalación tradicional para Chile pero que operan con una fuente renovable su problema está en el impacto que causan por las grandes masas de agua que debe emplear, las que son almacenadas en sectores los cuáles no pueden tener otra finalidad que para esto. En cambio, las centrales de pasada pueden operar en pequeñas extensiones y debido a esto suelen ser más atractivas junto a su corta implementación de obras civiles, pero que quizás no pueden generar las grandes potencias, lo que si hacen las de embalse.

Finalmente, con respecto a las últimas tecnologías como las eólicas y termosolares, la primera de ellas tiene alguna limitante en su funcionamiento lo que hace que su método sea menos empleado, en cambio las termosolares a nivel internacional y actualmente la consideración de proyectos en construcción a nivel nacional generan que las centrales termosolares están siendo una fuerte alternativa para el norte de Chile debido al potencial existente en el lugar y estudiado en el capítulo de potenciales renovables donde se cuenta con magnitudes de gran valor para esta implementación tecnológica. De igual forma según la tabla anterior, éstas tecnologías no presentan grandes impactos sobre el medio ambiente en comparación con las plantas térmicas habituales, siendo esto una gran ventaja para su desarrollo en Chile.

La finalidad del análisis antes efectuado es para determinar que si se emplearan tecnologías renovables en Chile se podría abastecer sin problemas la demanda energética la cual es cubierta actualmente por fuentes tradicionales causando un fuerte impacto en el medio ambiente. Esto da por entendido que existen varias tecnologías renovables que pueden ser empleadas a pesar de sus inconvenientes pero que siguen siendo mejores que las plantas de térmicas a carbón (como referencia de las más criticadas en su funcionamiento). Esto además está muy acompañado de la inversión ya que las tecnologías renovables suelen ser más costosas debido a su poca madurez en el mercado comercial en comparación con las generadoras clásicas lo que crea una gran desventaja y es lo que ocurre muy claramente con las centrales termosolares, las cuáles no son rentables en Chile por su alto costo de inversión según el análisis efectuado en el capítulo 6.

Ante lo previo descrito, para compatibilizar lo comentado sobre las instalaciones de concentración solar y lo que se ha mencionado en el apartado 7.2, en el capítulo de estudio sobre los impactos ambientales se podrán conocer los distintos comportamientos de éstas plantas frente a las tradicionales donde su principal beneficio es el menor impacto por contaminación de gases, pero por otro lado requieren grandes obras civiles y utilización de terreno para su funcionamiento lo que no deja de ser impactante.

**8.- COMPARACIÓN EN LA
GENERACIÓN SEGÚN LOS
RECURSOS ENERGÉTICOS
DISPONIBLES**

8.- COMPARACIÓN EN LA GENERACIÓN SEGÚN LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISPONIBLES

Introducción.- Para este capítulo lo que se intenta es poder conocer la distribución de la energía eléctrica según los métodos empleados a lo largo del territorio nacional, de esta forma comprenden que contar con la presencia de centrales de energía renovable puede demostrar que se consigue desistir de los combustibles fósiles o proyectos que causen un gran daño en su implantación.

8.1 DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA EN CHILE

La distribución de la generación de energía eléctrica en Chile se realiza mediante sistemas de distribución en los cuáles existen distintas fuentes de generación como son las instalaciones térmicas, hidráulicas, eólicas y solares, consideradas todas éstas como las principales fuentes para el abastecimiento de la demanda del país.

A causa de lo descrito, el siguiente gráfico presenta la distribución de la potencia instalada por sistema de distribución que finalmente es lo que permite la generación de energía en cada sector para abastecer la demanda impuesta por los distintos usuarios. Para ello, la potencia instalada y conocida en éste estudio fue de 20.663 MW, la cual aumenta de acuerdo a los nuevos proyectos que entran en generación en los distintos sistemas de repartición, pero aun así se empleará éste valor para el actual análisis, en donde la potencia que posee cada sector es la siguiente según el gráfico.

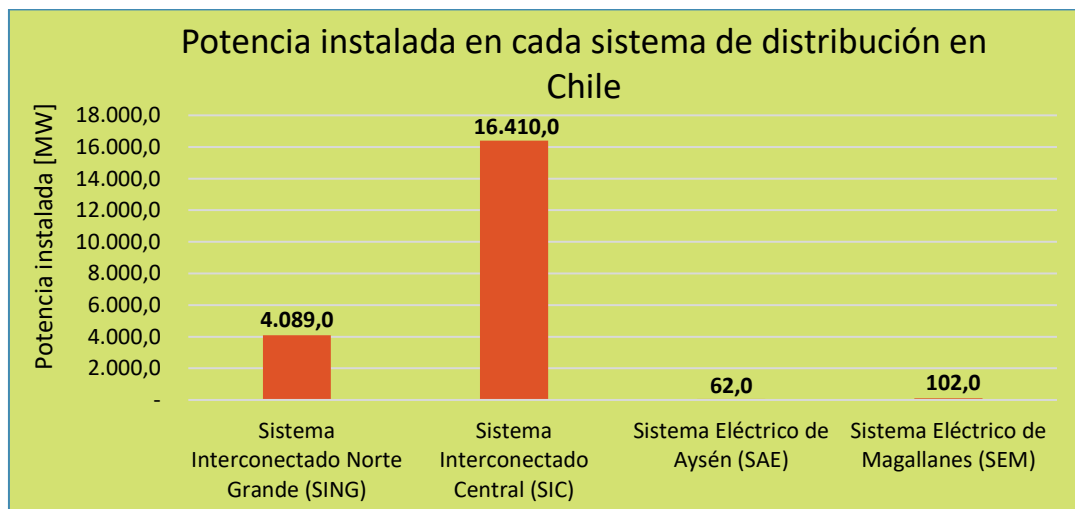


Gráfico 8.1 Distribución de potencia instalada en cada sistema distributivo en Chile

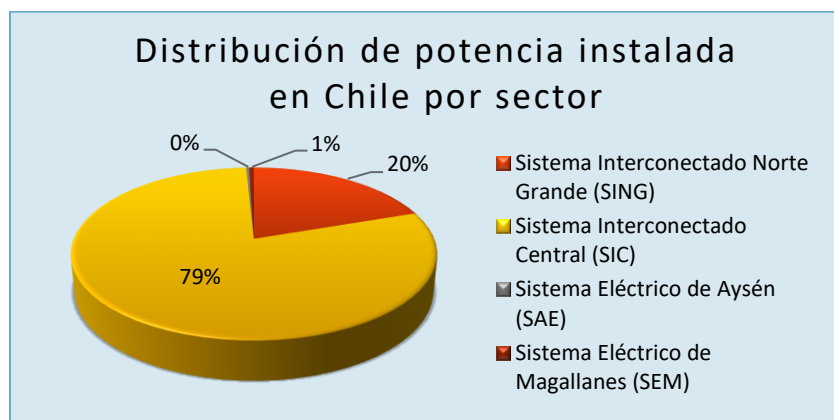


Gráfico 8.2 Distribución de potencia instalada en % de cada sistema distributivo en Chile

Los representativos anteriores dan a conocer la potencia instalada por sector donde luego es distribuida la energía eléctrica generada. A causa de eso el SIC presenta la mayor potencia instalada siendo el sector con más actividad de generación debido a lo mismo y los demás correspondientes.

Claramente basado en lo comentado recientemente y el Gráfico 8.1 y 8.2 queda mencionar que existe una fuerte diferencia de potencia instalada debido a su demanda por sector. Para saber de qué fuente generadora procede ésta potencia, el siguiente característico entregará los antecedentes para ello y así comprender porque medios se produce la energía eléctrica finalmente.

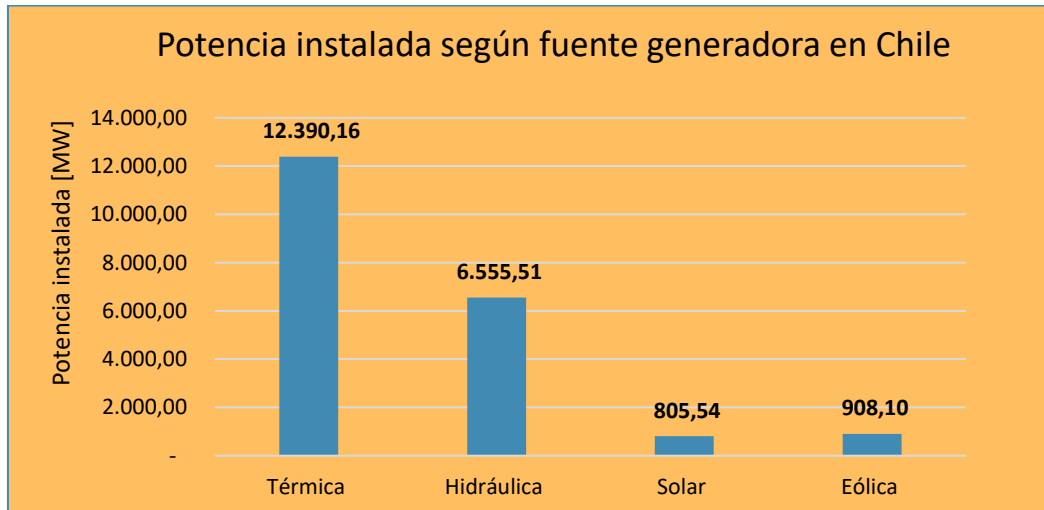


Gráfico 8.3 Distribución potencia total instalada por fuente generadora en Chile

Como se puede visualizar en el manifiesto anterior, donde se presenta el total de la potencia instalada distribuida por cada tipo de central (fuente generadora) en que las plantas térmicas e hidráulicas poseen la mayor participación debido a sus valores de capacidad. En ello, la demás potencia se aporta por fuentes renovables lo cuál año a año está en aumentando debido a las nuevas leyes y políticas establecidas sobre el tema energético en Chile.

Por otro lado, los valores de la ocupación por parte de las centrales térmicas no dejan de ser un tema sencillo debido al impacto causado por éstas y tan cuestionadas por su funcionamiento, debido a lo mismo ocurre que es necesario implementar nuevas formas de generación.

A continuación, se presentará un gráfico que demuestra la participación de cada fuente de generación en todos los sistemas de distribución que posee el país.

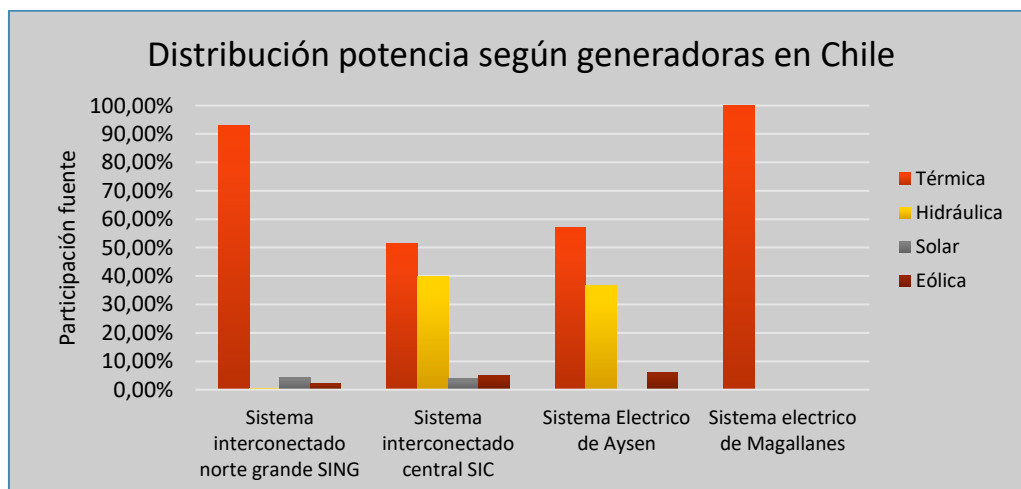


Gráfico 8.4 Distribución potencia instalada según fuente generadora en Chile

En base al Gráfico 8.4 donde se aprecia que cada sistema de distribución está conformado por distintos valores de potencia según la fuente, nuevamente la mayor generación en éstos es por parte de la energía térmica, siendo que podía estar concentrada solo en unos de ellos, pero tiene actividad en todos. Estos datos son de suma importancia para demostrar que las centrales de energía renovables son una salida a éste método de generación, y para ello las termosolares presentan una buena opción, donde en ello el siguiente subcapítulo presenta información de lo que se posee como potenciales renovables en la hipótesis de evitar la generación por parte de las instalaciones tradicionales ya señaladas.

8.2 SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA QUE PUEDEN ENTREGAR LAS CENTRALES RENOVABLES EN CHILE

En caso de evitar las centrales tradicionales como método para abastecer la demanda energética se podría generar un gran beneficio a largo plazo en muchos ámbitos. Ante eso el objetivo es conocer el potencial de las energías renovables que podrían aportar éstas si se detuviesen las centrales tradicionales como hipótesis.

Como se observó en el subcapítulo anterior la potencia total en Chile es de 20.663 MW a la fecha considerada según el estudio realizado en el capítulo correspondiente anterior. Entonces la idea es presentar datos de los potenciales de las energías renovables disponibles en las cuáles se podrían utilizar los métodos de centrales renovables para aprovechar estos recursos y generar energía limpia. Para ello el gráfico sucesivo presenta información de los potenciales según el recurso que fue determinado y expuesto según la referencia bibliográfica [11] en el capítulo 3 del documento.

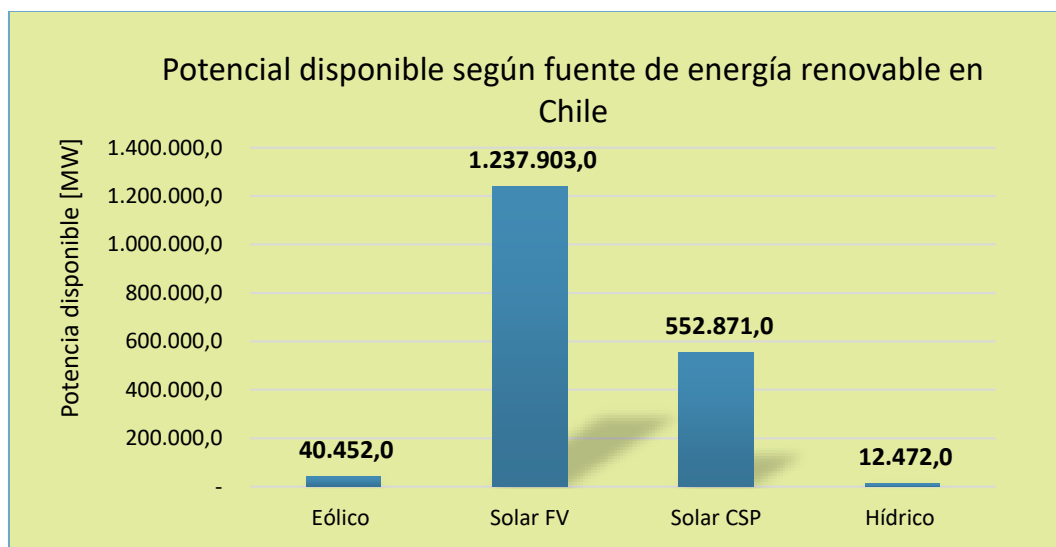


Gráfico 8.5 *Potencial en recursos naturales de origen renovable disponibles en Chile*

Visualizando el Gráfico 8.4 se pueden apreciar los distintos potenciales útiles según cada fuente renovable que para cubrir la demanda del país según la potencia instalada es más que suficiente. Entonces si se detienen las centrales tradicionales como en el caso de las térmicas debido a su gran impacto en la generación de gases de efecto invernadero y otros daños más, se podría sin problema operar sin ellas al contar con tal magnitud de potencia renovable disponible en el país. Esto genera que Chile tiene un beneficio en pausa más que suficiente para abastecer la demanda energética mediante las energías limpias y en el caso con las centrales termosolares, donde para éstas se presentan las condiciones esenciales debido a los buenos índices de radiación normal directa en el norte chileno y porque además el desierto cuenta con sales para la implementación de la tecnología de torre con largas horas de almacenamiento tratando éstas con el procedimiento adecuado y posterior utilización en la función de las dichas instalaciones.

A continuación, se presentará una tabla representativa de la estimación de energía eléctrica que podrían aportar las centrales tradicionales y renovables en un año como en el caso de las térmicas a carbón, ciclo combinado, hidráulica de embalse y de pasada, fotovoltaicas, eólicas, termosolares de Torre y CCP. Para ello serán considerados sus factores de planta desde la Tabla 4.2 seleccionando un valor del rango expuesto en ella y apoyado de la expresión 6.5 del capítulo correspondiente. Con esto se podrá determinar aproximadamente la energía anual generada por cada método. En relación a los factores de planta o capacidad, en el caso de las plantas termosolares se considera el mismo que para 15 horas de almacenamiento empleado en el estudio del capítulo 6 (90% para Torre y 55% para CCP), en los demás casos se usaran los presentes por la Tabla 4.2 bajo el criterio antes mencionado. Relacionado con lo mismo la potencia escogida será de 100 MW para todas las instalaciones con el fin de analizar un parámetro fijo de comparación.

En consecuencia, de lo previo informado, los resultados obtenidos son los siguientes para todas las instalaciones propuestas a modo de análisis basado en los datos de apoyo considerados desde su origen señalado en el párrafo anterior.

Tecnología	Potencia [MW]	Factor de planta [%]	Horas año [h]	Energía anual producida [MWh]	Energía anual producida [GWh]
Térmica a carbón	100,00	0,89	8.760,00	779.640,00	779,64
Ciclo combinado	100,00	0,70	8.760,00	613.200,00	613,20
Hidráulica - Embalse	100,00	0,60	8.760,00	525.600,00	525,60
Hidráulica - Pasada	100,00	0,55	8.760,00	481.800,00	481,80
Fotovoltaica	100,00	0,30	8.760,00	262.800,00	262,80
Eólica	100,00	0,35	8.760,00	306.600,00	306,60
Termosolar - Torre	100,00	0,90	8.760,00	788.400,00	788,40
Termosolar - CCP	100,00	0,55	8.760,00	481.800,00	481,80

Tabla 8.1 Estimación de energía producida según fuentes tradicionales y renovables en Chile

Obtenidos los resultados y que se presentan en la Tabla 8.1 se puede visualizar que las centrales térmicas a carbón compiten fuertemente con cualquier central renovable debido a su buen factor de capacidad y producción de energía eléctrica, por consiguiente. Ante eso no es menor lo que ocurre con las centrales termosolares de Torre y CCP donde la primera de éstas sigue manteniendo la predominancia dentro de este segmento debido a las razones ya conocidas y expuestas en los Capítulos anteriores. De esta forma una de las opciones para aprovechar los recursos renovables sería la implementación justamente de plantas termosolares con método de Torre para el recurso solar, plantas hidráulicas de pasada en el caso del recurso hídrico y considerar las demás con más detalle ya que presentan menores índices de producción anual, pero aun así no dejan de ser energías limpias por lo tanto también son parte de un excelente aporte y su construcción son de gran ayuda como son las plantas fotovoltaicas y eólicas. Esto permite competir con la producción de las centrales a carbón como una de las dominantes en la producción chilena de energía eléctrica.

Relacionado con lo anterior y según los valores presentados en cada caso, algunas instalaciones presentan más o menos generación para cubrir cierta demanda. Respecto a eso, en el ámbito de las termosolares según el proyecto Atacama 1 en construcción desde el 2014 por Abengoa con tecnología de Torre de 110 MW y con 17.5 horas de almacenamiento, se podría generar un gran beneficio y según la referencia [58] con plantas de este tipo ocupando el 1% del desierto, Chile alcanzaría la autonomía energética debido al potencial solar que posee para éstas tecnologías, para ello la referencia indica que con 112 plantas de esta clase se podría sin problema alcanzar este índice que no deja de ser un hito importante a considerar a futuro para la tecnología termosolar en Chile.

9.- ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

9.- ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Introducción.- En el presente capítulo se estudiará el impacto ambiental de las tecnologías ya conocidas anteriormente, las cuáles emplean distintos métodos para la generación de energía eléctrica. Para ello, se analizarán varios aspectos como es conocer el impacto en la fauna y flora, consumo de agua, uso de suelo, cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), entre otros aspectos que serán presentados en el desarrollo del capítulo.

9.1 ESTUDIO ECOLÓGICO

El estudio ecológico consiste en conocer el impacto que tendría la instalación de una central termosolar en las posibles zonas habitadas, zonas naturales, flora, fauna, entre otros aspectos de importancia ante el tema de un proyecto de tal magnitud como son la tecnología termosolar de Torre o CCP ya que necesitan extensiones importantes para ser instaladas y eso puede traer cierto impacto en la zona de emplazamiento.

9.1.1 Impacto sobre las zonas habitadas del sector

El emplazamiento de la central para el estudio fue seleccionado en la localidad de María Elena, II región de Antofagasta. Dicho lugar está ubicado en el norte de Chile por lo que se entiende que es un lugar desértico, pero a pesar de esto existe población que podría ser afectada. Con respecto a eso, según las coordenadas geográficas con latitud = $22^{\circ}24'34.6''S$ y longitud = $69^{\circ}33'12.0''W$ la zona más cercana a la planta sería la localidad antes mencionada que está ubicada aproximadamente a 12.65 km del lugar de estudio para la central CSP.

Dentro de éste impacto, podría verse afectado el sector por una marca visual ya sea por la tecnología de Colectores cilíndrico parabólicos o Torre ya que en ambos métodos se necesitan grandes extensiones dependiendo de la capacidad. Es por eso que la siguiente tabla de la U.S Department Energy relaciona lo anteriormente citado para el uso de terreno empleado por las centrales solares según su tipo.

	Number of Installations Evaluated	Direct Land Use by Capacity (ha/MW) ^a	Direct Land Use by Annual Electricity Production (ha/TWh) ^b
PV, fixed tilt	26	1.4–4.3	800–2,500
PV, 1-axis tracking	25	1.8–4.1	900–1,900
CSP, dish/engine	3	3.5–4.1	1,600–1,800
CSP, tower	5	1.6–6.2	700–1,800
CSP, trough	10	2.2–3.6	800–1,200

Tabla 9.1 *Uso de terreno según tecnología solar CSP. [19]*

Según la Tabla 9.1 se puede comprender que el uso del terreno es un factor clave para la construcción de las centrales termosolares ya que según los valores observados para una planta de Torre se ocupa una extensión entre 1,6 - 6,2 ha/MW y en la de CCP las cifras están en un rango entre 2,2 - 3,6 ha/MW. Ante eso, normalmente éstas tecnologías ocupan cerca o más de 200 hectáreas para su construcción lo que genera un gran impacto visual para zonas cercanas. Así mismo, la actividad durante la fase de construcción por vehículos de diferentes dimensiones puede generar un daño, lo que puede tener una marca visual mayor para estudios que emplean zonas naturales según los ecologistas y especialistas en medio ambiente.

También dentro de este segmento en la construcción u operación de la central se pueden encontrar efectos creados por el campo solar debido a su gran tamaño para captar la radiación solar, donde éste causa haces de luz por reflejo hacia alguna carretera o algún sistema aeronáutico lo que puede originar accidentes. De todas formas, los impactos más comunes son presentados a continuación.

Tipo de Impacto	Detalle
Impacto visual producto de las obras civiles	Esto crea un impacto para los paisajistas o entidades relacionadas con el tema. Es generado por las grandes obras civiles que requieren las plantas y por el tránsito de vehículos en distintas fases de desarrollo de las centrales.
Impacto para sectores arqueológicos	Este impacto puede afectar a las zonas arqueológicas de estudio cercanas a la planta producto de movimientos, vibraciones, etc.
Derrame de fluidos tóxicos	Para zonas habitadas, los derrames de productos químicos peligrosos pueden dañar zonas agrícolas, vegetación y fauna del sector.
Reflejo de los espejos	Los reflejos pueden ser molestos tanto para personas, animales o aves. Pueden generar accidentes de vehículos, pequeños aviones e incluso aves producto de que se encandilan.
Ruidos y vibraciones	Esto puede ser dañino si existen zonas habitadas cercanas a la planta debido a las molestias de vibraciones, ruidos, partículas de tierra en suspensión causando enfermedades producto de la mala calidad del aire. Y lo mismo puede ser causado por los ruidos y vibraciones.
Calidad de aire (Positivo)	La construcción de una central termosolar ayuda a mejorar la calidad del aire debido a la baja cantidad de emisiones de gases contaminantes, lo que puede ser beneficioso para zonas habitadas.
Generación de empleos (Positivo)	El desarrollo de una planta solar de tecnología termosolar puede generar cerca de 2.000 puestos de trabajo lo que es beneficioso en las zonas del norte de Chile donde hay poca variedad de oportunidades para las personas de pueblos o pequeñas localidades.
Beneficios para locatarios (Positivo)	Las empresas cercanas a las zonas habitadas crean o construyen sectores para determinadas actividades beneficiando a las comunidades que no tienen acceso a muchos beneficios sociales en el norte de Chile.

Tabla 9.2 Impactos positivos y negativos en zonas habitadas cercanas a la planta

Respecto a los impactos que puede causar una central termosolar para cualquier zona donde será construida y exista alguna localidad o lugares naturales pueden ser analizados a medida que transcurre la construcción para ser estudiados con más detalle y crear planes de vigilancia. Ante ello, se debe recordar que no todos los impactos son negativos, sino que también hay positivos (tabla anterior).

9.1.2 Impacto sobre flora y fauna

El impacto de la flora y fauna puede afectar a los seres vivos como anfibios, reptiles, aves y mamíferos pequeños y grandes como a las zonas vegetales del área donde se construye la central lo que fuertemente se genera en la construcción de ésta debido al tránsito de vehículos, maquinaria, extracción de tierra, en la cual se ve afectado su hábitat. A causa de lo mismo, la siguiente tabla expone la descripción de los impactos más recurrentes a la flora y fauna.

Tipo de Impacto	Detalle
Impacto sobre anfibios, reptiles, aves y mamíferos tanto pequeños como grandes	En la construcción de las centrales termosolares se requieren grandes movimientos de tierra, maquinaria pesada, vehículos menores, entre otros. Así, con todos éstos se genera una alteración del hábitat y muertes para las especies por aplastamiento o vibraciones, dándose fuertemente en la fase de antes mencionada.
El impacto en la vegetación del lugar debido al aumento de temperatura	La instalación de equipos especializados para la captación de la radiación u operación en la generación de electricidad puede afectar a las plantas producto del aumento de temperatura sobre la superficie de la zona de instalación de éstos. Esto a la vez puede causar que las plantas mueran y se sequen dando origen a posibilidades de incendio para la instalación. Sobre lo mismo la muerte de las plantas puede generar la pérdida de alimentos para especies de animales u otra clase de ser vivo.
Pérdida de ecosistemas o alteración de éstos	Debido a la construcción de una central termosolar se pueden perder o alterar ecosistemas de especies lo que es súper importante de analizar en las zonas cercanas.
Uso de sistemas con fluidos térmicos	Si existe derrame en el sistema del fluido térmico empleado por la instalación puede dañar tanto el suelo como las napas de agua subterráneas lo que es muy grave para localidades que utilizan ésta, como también para especies de animales, aves u otras.
Erosión del suelo	Este efecto puede generarse producto de las grandes cantidades de movimientos de tierra y vientos de la zona lo que puede afectar a la flora como fauna del sector. También esto puede ser generado por el derrame de agua empleado para limpiar los espejos generando pequeños canales que ayudan a la erosión del suelo.
Generación de vapor	La generación de vapor puede provocar daño para insectos o aves que transitan por el sector cercano a la planta debido a las altas temperaturas y presiones de éste.
Compactación del suelo	La compactación del suelo ayuda a alterar los ecosistemas como a dañar las propiedades de éste por donde transita maquinaria pesada o vehículos frecuentemente producto de vibraciones y el peso de éstos motorizados.
Muerte de aves e insectos por impacto	Además de generar muerte en fase de construcción las aves e insectos pueden morir por impacto en los campos solares, torre, etc.

Tabla 9.3 Posibles impactos en flora y fauna

9.2 ESTUDIO SOBRE CONSUMO DE AGUA, ENERGÍA Y RECURSOS

Para abordar el estudio sobre el consumo de agua, energía y recursos los cuáles tienen una enorme importancia en la generación de electricidad debido a su utilización como recursos principales en la operación de una instalación se procede a lo siguiente.

9.2.1 Consumo de agua

La producción de energía eléctrica en los sistemas tradicionales generalmente está acompañada de cierto consumo de agua y dependiendo de la tecnología se emplea más o menos para dicha tarea. Relacionado con ello las instalaciones térmicas de combustibles fósiles son muy cuestionadas debido a la cantidad de agua para su generación de electricidad donde emplean ésta para la generación y refrigeración. En el caso de las centrales hidráulicas también necesitan grandes masas de agua ya que es su principal recurso, pero existe la gran diferencia con las centrales térmicas debido a que el agua no se contamina, sino que se aprovecha solamente su energía cinética y potencial. Así, otras instalaciones ocupan grandes masas de agua como será presentado a en la siguiente tabla.

Para las centrales de energías renovables dependiendo del tipo se ocupa agua y en otras no (centrales eólicas) pero las plantas solares de concentración suelen usar una significativa cantidad de agua para su operación la que depende del tipo de sistema que empleen en la refrigeración ya que puede ser un tipo de enfriamiento húmedo donde se utiliza mucha agua pero si se opera con un sistema de refrigeración seco (por aire) el consumo de agua puede reducirse hasta en un 90 % y solo usar ésta para la generación de vapor que se invertirá en la turbina posteriormente. En cambio, como se comentó anteriormente en el tipo de refrigeración húmedo además de funcionar con líquido, en éste se requiere lo necesario para generación de vapor.

La siguiente tabla presenta los consumos de agua según el tipo de tecnología y sistema de refrigeración (Cooling) incluyendo las centrales tradicionales y ciertas renovables.

Generation Technology	Cooling System	Water Consumed for Cooling (gal/MWh)	Other Water Consumed in Generation (gal/MWh)	Water Consumed in Producing Fuel (gal/MWh)
CSP trough or tower (wet-cooled) ^b	Closed-loop cooling tower	710–960	40–60	0
CSP trough or tower (dry-cooled) ^c	Dry air cooling	0	30–80	0
CSP dish/engine ^d	Dry air cooling	0	4–6	0
PV ^e	None	0	0–5	0
Wind ^f	None	0	0	0
Pulverized coal ^g	Closed-loop cooling tower	360–590	60–120	5–74
Pulverized coal with CO ₂ capture ^h	Closed-loop cooling tower	700–770	150–180	5–74
Integrated gasification combined cycle (IGCC) ^{i,j}	Closed-loop cooling tower	250–370	40–70	5–74
IGCC with CO ₂ capture ^{i,j}	Closed-loop cooling tower	390–410	130–150	5–74
Natural gas combined cycle (CC) ^k	Closed-loop cooling tower	180–280	2	11
Nuclear ^l	Closed-loop cooling tower	580–850	30	45–150

Tabla 9.4 Consumo de agua según tecnología de generación. [19]

Nota: 1,0 Galón U.S. = 3,78541 Litros

A consecuencia de los antecedentes expuestos por la tabla anterior y lo comentado, está claro que las centrales térmicas emplean una importante cantidad de agua y las instalaciones de concentración solar dependiente del tipo de refrigeración o enfriamiento pueden emplear más o menos para éste

proceso. En este caso, en Chile para la zona de emplazamiento de la central convendría una planta con refrigeración por aire, de esta forma se reduciría considerablemente el consumo, además que en la zona no debe ser muy abundante éste recurso, pero se podría apoyar del río Loa sin perjudicar el caudal de éste y para eso sería conveniente el sistema de enfriamiento antes descrito.

Relacionado con lo anterior, si se considera una central de CCP y de Torre de 100 MW en comparación con una instalación térmica a carbón para ver el comportamiento en cuanto a consumo de agua, el resultado sería el siguiente según la producción de energía. Para esto se emplearon los mismos datos expuestos en la Tabla 8.1 del capítulo anterior sobre la energía generada anual y en los valores de consumo se consideró el promedio entre los rangos expuestos por la Tabla 9.4 para refrigeración y generación en [gal/MWh]. De esta forma, con la siguiente expresión el procedimiento fue el siguiente para determinar la demanda de agua total:

$$\text{Consumo}_{total\ agua} = \text{Energía}_{anual\ producida} \cdot (\text{Consumo}_{cooling} + \text{Consumo}_{generation}) \quad [9.1]$$

Donde;

Consumo_{total agua}: Cantidad de agua total consumida [gal].

Energía_{anual producida}: Energía anual producida por la central en análisis [MWh].

Consumo_{cooling}: Consumo promedio de agua por enfriamiento o refrigeración [gal/MWh].

Consumo_{generation}: Consumo promedio de agua por producción de electricidad [gal/MWh].

Según la expresión expuesta, los parámetros considerados para los consumos (promedio de rangos según segmento) y energía anual producida por las tecnologías a analizar los resultados serían los siguientes.

Tecnología	Energía producida anual [MWh]	Consumo promedio total [gal/MWh]	Consumo de agua total [gal]	Consumo de agua total [m ³]
Térmica - carbón (Pulverizado)	779.640,00	475+90	440.496.600,00	1.667.461,02
Termosolar - Torre	788.400,00	885+50	697.734.000,00	2.641.210,50
Termosolar - CCP	481.800,00	885+50	426.393.000,00	1.614.073,08

Tabla 9.5 Consumo de agua con sistema húmedo centrales termosolar v/s térmicas

Tecnología	Energía producida anual [MWh]	Consumo promedio total [gal/MWh]	Consumo de agua total [gal]	Consumo de agua total [m ³]
Térmica - carbón (Pulverizado)	779.640,00	475+ 90	440.496.600,00	1.667.461,02
Termosolar - Torre	788.400,00	0+55	43.362.000,00	164.143,02
Termosolar - CCP	481.800,00	0+55	26.499.000,00	100.309,62

Tabla 9.6 Consumo de agua con sistema seco centrales termosolar v/s térmicas

Los resultados de la Tabla 9.5 y 9.6 hablan por sí solos ya que con sistema seco el consumo total de agua es menor y lo más recomendable para emplearlo en centrales termosolares es en zonas áridas y frente a las centrales térmicas ya que con sistema húmedo el consumo total se torna mayor.

9.2.1.1 Expectativas del consumo de agua

Según ciertos métodos empleados para la generación de electricidad se utiliza menos o más agua lo cuál es de suma importancia en la actualidad debido al interés de éste recurso. Para ello, emplear tecnologías renovables a nivel mundial como en Chile puede permitir ahorrar en consumo de agua lo que significa un beneficio para todos. Generalmente las centrales térmicas operativas con combustibles fósiles, hidráulicas y las nucleares necesitan gran cantidad de agua para su funciona-

miento, siendo la mayor cantidad empleada en los sistemas de refrigeración en el caso de las instalaciones térmicas y nucleares, en cambio lo empleado por las plantas hidráulicas es lo necesario, pero para su funcionamiento. Ante ello el comportamiento esperado en el consumo de agua mundialmente está representado por la siguiente tabla.

Consumo de agua (miles millones m ³)	2005	2020	2035	2050
Total mundial	41,1	56,4	75,9	100,2
Termoeléctrica:	16,9	24,3	32,5	43,2
- Carbón	12,8	17,1	22,3	31,4
- Gas	2,5	4,9	6,5	7,2
- Petróleo	1,3	1,1	1,1	1,4
- Biomasa y residuos	0,4	1,2	2,6	3,3
Nuclear	7,6	9,3	14,8	22,6
Hidroeléctrica* y geotérmica	16,5	22,3	26,8	30,7
Solar y eólica	0,0	0,5	1,9	3,7

Tabla 9.7 Expectativas mundiales del consumo de agua según tecnología de generación. [59]

Haciendo énfasis a la tabla antes expuesta claramente las proyecciones en el consumo de agua para las distintas tecnologías presentadas se aprecian valores significativos donde las centrales solares presentan el menor consumo de agua para la generación de electricidad. Esto claramente está muy ligado al tipo de sistema de refrigeración que empleen en su operación ya que como se ha comentado anteriormente éste es un factor clave para determinar el consumo a emplear de agua. A la vez, esto se relaciona de una forma similar en cuanto al consumo de agua para las centrales térmicas ya que según la tecnología también se consume una determinada cantidad de éste recurso.

Finalmente, las tecnologías solares, geotérmicas y eólicas son unas de las mejores opciones ante la reducción de consumo de agua para la generación de electricidad y además por sus beneficios en cuanto a la producción de GEI, siendo éstos muy bajos en comparación con los índices arrojados por las instalaciones térmicas de todas sus clases.

9.2.2 Consumo de energía y recursos

Dentro de los recursos y empleo de energía por parte de una central termosolar está claramente el consumo de energía propio que es aproximadamente un 6% de lo generado. Este consumo se clasifica como el uso de energía secundaria ya que el consumo primario viene dado por el uso del recurso solar (radiación solar directa de alto índice) en una planta de concentración.

En algunas instalaciones donde se emplea la hibridación, es decir, operación en conjunto con un sistema de partida o apoyo mediante un ciclo térmico combinado o diésel también tendría un consumo de energía asociado. Esto hace que una central termosolar posea distintos consumos de recursos energéticos aparte de los conocidos, en donde las principales tasas son en la etapa de construcción y operación presentándose de forma global a continuación.

9.2.3 Recursos en la construcción

Las instalaciones termosolares en su proceso de construcción requieren grandes cantidades de materiales y terreno como se vio anteriormente lo que causa un fuerte impacto visual en comparación con las centrales tradicionales, mencionando las térmicas y otras que utilizan una cantidad similar de recursos. Dentro de los materiales necesarios en la fase de construcción de una central termosolar ya sea de Torre o CCP son el concreto en la implementación de cimentaciones para los captadores y otros equipos, el vidrio que es empleado en el campo solar para los concentradores, metal para las obras civiles como en el caso de los cimientos, entre otros. De esta forma, se pueden seguir contabilizando los principales materiales, pero el siguiente gráfico los presenta más claramente.

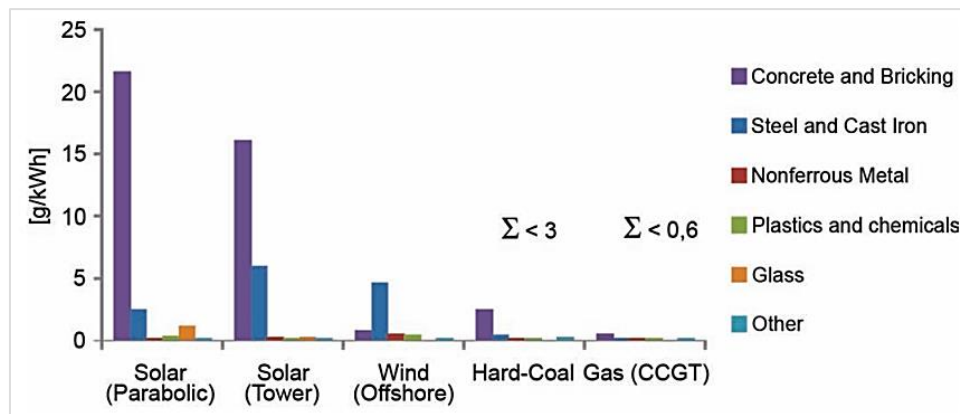


Gráfico 9.1 Principales materiales para la construcción de algunas centrales de energía. [20]

Relacionado con los datos del consumo de materiales, claramente las centrales termosolares necesitan mucho concreto y acero en la construcción lo que tiene un gran impacto en caso de que si la planta debe ser desmantelada y recuperar el sector natural en el contexto de una posible clausura, pero hasta el momento no existen datos de una situación así, solo de que éstas instalaciones poseen un alto requerimiento de materias primas para su construcción en comparación con las centrales tradicionales como lo presenta el Gráfico 9.1.

9.2.4 Recursos en operación de las centrales termosolares

En el caso de los recursos necesarios en el funcionamiento por parte de éste tipo de instalaciones solares se puede mencionar como ya se ha visto el consumo de agua que es una fuente indiscutible para todas las generadoras independiente de la tecnología y en este caso se consume agua según el sistema de refrigeración, para generación y una demanda para el lavado de los espejos, el recurso humano (cercano o inferior a 100 personas) que son las organismos que controlan todo el funcionamiento y lo asociado a ésta acción, el consumo de recursos para mantención que serían los repuestos de equipos, fluido térmico como en el caso de una central de CCP y en el caso de las de Torre un consumo de sales solares para generar la electricidad, también en este segmento puede ser empleado otro fluido de trabajo como en el caso de los almacenamiento donde es posible utilizar distintos métodos para conservar la energía ya sea por calor sensible o latente donde será necesario contar con distintos recursos.

Por otro lado, las plantas CSP deberán estar ubicadas en terrenos aptos para la generación de energía con un adecuado acceso a una red de transmisión. Este acceso a las líneas de transmisión de alta tensión es clave para el desarrollo de proyectos de energía solar a escala comercial para transportar la electricidad de la planta solar a los usuarios finales. Esto implica otro consumo durante la operación para mantener todas las instalaciones asociadas al transporte de energía en condiciones óptimas.

Finalmente, el funcionamiento de una planta requiere personal como se mencionó anteriormente y para ello habrá un consumo alimenticio, productos higiénicos, combustible para vehículos, entre otros que suelen ser cuantificados en el proceso de funcionamiento.

9.3 RESIDUOS GENERADOS EN EL FUNCIONAMIENTO DE LAS PLANTAS CSP

Para determinar el estudio de los residuos se apoyará de los generados como en las mantenciones de la planta, aguas contaminadas y otras actividades que producen éstos elementos en el funcionamiento a lo largo del período de vida de la instalación. Principalmente éstos serían los siguientes.

- Fluidos contaminados (sales solares y/o aceites térmicos).
- Equipos en mal estado.

- Repuestos de equipos en las mantenciones programadas.
- Restos de cables producto de reemplazos.
- Espejos quebrados de los colectores solares.
- Residuos de papel por la parte administrativa de la empresa.
- Residuos plásticos producto de alimentos o de envases para almacenar otros líquidos.
- Residuos por herbicidas para controlar malezas en los campos solares.
- Tipos de grasas y aceites empleados para lubricación.
- Restos de prendas empleadas por parte de los trabajadores.
- Residuos metálicos por faenas de maestranza y estanques de lubricantes.
- Residuos de agua servidas las cuáles deben ser tratadas antes de ser eliminadas al lugar adecuado.
- Bajo índice de CO₂ y otros contaminantes en la operación de la central.
- Posibles ruidos por el sonido de los equipos y las altas presiones lo que puede afectar zonas habitadas cercanas a la planta.
- Residuos de combustibles fósiles en caso de contar con sistema de hibridación.
- De lo mismo sería una continuación por emisiones más severa.

Además de los residuos que pueden generar las plantas termosolares en su funcionamiento para mitigar éstos se podrían tomar una serie de medidas para no afectar a las zonas cercanas ni la vida silvestre a nivel flora y fauna. Para ello sería necesario lo siguiente.

- Controlar los niveles de ruido emitido para confirmar el cumplimiento de los niveles legales. En caso de superación de dichos límites, se propondrán medidas encaminadas a su cumplimiento (pantallas acústicas, encapsulamientos, nuevos cerramientos, etc.)
- Segregación y control de las distintas corrientes de vertido ya sea lo generado en proceso, sanitarias, derrames aceitosos y pluviales.
- Calibración y mantenimiento adecuado de los equipos de medición de vertido de efluentes (envío de efluentes a la planta de tratamiento de efluentes).
- Todos los residuos generados durante el funcionamiento de la planta serán gestionados de acuerdo con la legislación en vigor en esta materia, ya sea ésta de ámbito estatal, autonómico o local de Chile.

9.4 ESTUDIO DE EMISIONES

Las emisiones de distintos gases contaminantes generados desde las distintas fuentes de generación eléctrica es un tema de mucha relevancia debido al impacto causado por éstos para el medio ambiente y los cambios climáticos que han provocado en los últimos años. Ante eso, es necesario conocer el porcentaje de emisiones que podría emitir una central antes de ser construida según su tecnología para evitar la alta producción de éstas sustancias peligrosas.

Dentro de las centrales de energías más cuestionadas por las emisiones, están las centrales térmicas que operan con carbón y luego le siguen las de gas natural. Estas dos instalaciones son empleadas generalmente como referente ante las demás instalaciones para conocer el impacto en cuanto a emisiones de las demás y es por eso que en este caso para las emisiones de dióxido de carbono se comparan con las centrales de energía termosolar de concentración (CSP), de esta forma abordar el estudio (Véase Tabla 9.8 y Gráfico 9.2).

Por otro lado, las emisiones de las centrales no tan solo afectan por la generación de CO₂ sino también generan otros compuestos, como óxidos de nitrógeno (NO_x), óxidos de azufre (SO_x), partículas en suspensión estudiadas como partes por millón (PM) y mercurio. Éstas emisiones son las más generadas en la producción de energía eléctrica y contraladas a nivel mundial ya que causan distintos daños a nivel de salud como ambiental.

Las centrales térmicas y otras instalaciones generan los compuestos antes mencionados e incluso existe la generación de más de éstos (centrales geotérmicas) los cuales generan cierto efecto. En el caso de las centrales CSP existe una generación casi nula en cuanto a mercurio, NO_x , SO_x y PM, siendo consideradas solamente las emisiones de CO_2 en éstas instalaciones, (*Adaptado de [19]*), que generalmente se estiman en la fase de construcción de las plantas solares ya que en funcionamiento es casi nula la contaminación por emisiones.

Con respecto a lo anterior se procede a la descripción de los compuestos mencionados.

1.- Dióxido de carbono (CO_2): Este gas es uno de los necesarios para la vida a nivel terrestre, donde está presente en toda la naturaleza y es generado por distintas fuentes naturales de forma natural, es por eso que tiene una gran función en este segmento. De igual forma es denominado como un gas de efecto invernadero y se produce por distintas fuentes artificiales como es la industria que emplean procesos de combustión lo cual es muy cuestionado debido a los daños causados a nivel de medio ambiente.

2.- Óxidos de Nitrógeno (NO_x): Los óxidos de nitrógeno son un grupo de gases compuestos por óxido nítrico (NO) y dióxido de nitrógeno (NO_2). Entre ellos, el dióxido de nitrógeno es el principal contaminante de los óxidos de nitrógeno, y se forma como subproducto en todas las combustiones llevadas a cabo a altas temperaturas. Ante ello, las principales fuentes antropogénicas de emisión que producen los NO_x son los escapes de los vehículos motorizados y en la quema de combustibles fósiles como en el caso de las centrales térmicas.

3.- Óxidos de Azufre (SO_x): Los óxidos de azufre son un grupo de gases compuestos por trióxido de azufre (SO_3) y dióxido de azufre (SO_2). De ellos, el más común es el SO_2 , ya que el SO_3 es solo un intermediario en la formación del ácido sulfúrico (H_2SO_4). El dióxido de azufre es un gas incoloro y no inflamable, de olor fuerte e irritante. Las emisiones de Óxidos de Azufre se producen por actividades humanas, sobre todo por la combustión de carbón, petróleo y por la industria metalurgia, debido a que el azufre reacciona con el oxígeno en el proceso de combustión, formando SO_2 .

4.- Mercurio: El mercurio es el único metal que se presenta líquido a la temperatura ambiente y es sumamente volátil. En consecuencia, tiene una alta capacidad para formar compuestos orgánicos e inorgánicos. Dentro de las principales fuentes de contaminación por mercurio son las naturales debido a los desprendimientos o el desgaste de la corteza terrestre, y la causada por el hombre en los procesos industriales como los incendios forestales, la combustión del carbón en las centrales térmicas, representado dichas actividades industriales el 75% de las contaminaciones.

Por otro lado, la contaminación por mercurio es importante debido a sus efectos sobre la salud humana y por su repercusión sobre la contaminación del medio ambiente.

5.- Material particulado partes por millón (PM): El material particulado generalmente se produce en la combustión de combustibles fósiles y principalmente son cenizas en suspensión que se dejan precipitar sobre zonas inadecuadas causando daños a largo plazo. En consecuencia, para controlar éstas se pueden emplear equipos especiales para así retenerlas (precipitadores electrostáticos, filtro de telas, otros).

Conocido los principales compuestos y gases generados por la actividad industrial donde se encuentran las centrales de energía se procede a presentar la cantidad de emisiones de CO_2 ya que como se comentó anteriormente las centrales CSP emiten mayormente éste gas, pero en los demás no se observan índices importantes de contaminación (casi nulos). Ante ello la siguiente tabla y gráfico presentan la comparación de generación de dióxido de carbono entre dos centrales térmicas y las ya mencionadas.

Tecnología	Emisiones [g CO ₂ e/kWh]	Promedio emisiones [g CO ₂ e/kWh]
Térmica - Carbón	700 - 1.700	1.200
Térmica - Gas natural	300 - 900	600
Termosolar (CSP)	13 - 22	17,5

Tabla 9.8 Emisiones de CO₂ de centrales CSP y dos clásicas térmicas. Adaptado de [19]

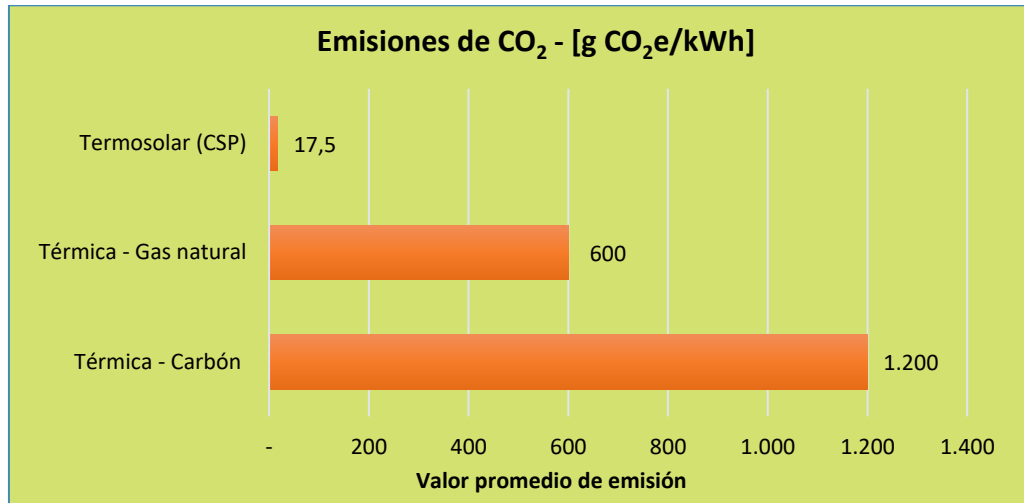


Gráfico 9.2 Emisiones promedio de CO₂ de centrales CSP y dos clásicas térmicas.

Basado en los datos expuestos por la tabla y gráfico anterior, para cuantificar la cantidad de emisiones producidas por una central solar térmica de Torre o CCP se procede al siguiente cálculo donde se considerará la energía generada anualmente expuesta en la Tabla 8.1 para la central térmica a carbón y gas natural como para las centrales CSP. Así, mediante éstos antecedentes y la siguiente expresión se procede a determinar la cantidad de emisiones.

$$CO_2 \text{ producido} = \frac{\text{Cantidad } CO_2 \text{ central} \cdot \text{Energía anual producida}}{10^6} \quad [9.2]$$

Donde;

CO₂ producido: Cantidad de CO₂ producido en tonelada [T].

Cantidad CO₂ central: Factor promedio de emisión según tecnología [g CO₂ e/kWh].

Energía anual producida: Energía anual producida por la central en análisis [kWh].

Empleada la expresión antes presentada y los datos considerados según lo establecido, los resultados de emisión para las tecnologías a analizar son las siguientes:

Tecnología	Energía anual producida [MWh]	Promedio emisiones [g CO ₂ e/kWh]	Emisiones Producidas al año [T] CO ₂
Térmica a carbón	779.640,00	1.200,00	935.568,00
Ciclo combinado	613.200,00	600,00	367.920,00
Termosolar - Torre	788.400,00	17,50	13.797,00
Termosolar - CCP	481.800,00	17,50	8.431,50

Tabla 9.9 Resultados de emisiones de CO₂ según centrales consideradas para el estudio

En consecuencia, de los valores obtenidos de CO₂ para cada tecnología considerada se puede apreciar claramente que las centrales térmicas a carbón mantienen la predominancia con 935.568 T anuales y dentro de las centrales CSP la que produce más es la central de Torre con 13.797 T anuales. Ambas magnitudes de producción no se comparan para ser consideradas anualmente ya que las plantas térmicas a carbón generan casi 70 veces más que una central solar termoeléctrica de este tipo. Esto demuestra que éstas instalaciones pueden ser empleadas desde el punto de vista de éste parámetro sin perjuicios y además que los demás contaminante son casi nulos, apoyando aún más esta afirmación.

Relacionado a lo anterior, según el proyecto a construir Atacama 1, por la compañía española Abengoa de tecnología de Torre de 110 MW con 18 horas de almacenamiento de energía térmica en sales fundidas podría evitar la emisión a la atmósfera de aproximadamente 643.000 T CO₂ al año [58], equivalentes a las emisiones de 357.000 vehículos circulando durante un año. Esto da por entendido que según el análisis anterior se podrían evitar magnitudes similares al contar con más instalaciones termosolares en la generación de energía eléctrica.

9.5 ESTUDIO DE RECICLAJE Y MEDIDAS PARA LA CLAUSURA

El reciclaje de ciertos elementos cuando termina la vida útil de un proyecto es necesario para permitir volver a las condiciones más reales en las cuales fue instalado éste para no afectar en un largo plazo si existe otro proyecto en el lugar o zonas habitadas cercanas. Para ello existe un procedimiento adecuado y ciertas normas que regulan el reciclaje de los materiales más empleados en las instalaciones que funcionaron por largo tiempo.

En el caso de una central termosolar en Chile no se ha dado la condición de clausura ya que es una tecnología recientemente que está desarrollando en el país. A nivel mundial es muy poco probable que se ha haya clausurado y desmantelado una planta debido a la poca madurez de ésta tecnología y que está en un período de completo desarrollo. A pesar de esto se intentará identificar los materiales que podrían ser reciclados, conocer las normas y empresas que podrían tratar estos residuos generados terminada la vida útil de una instalación de tipo termosolar.

En Chile opera la Ley NÚM. 20.920 QUE ESTABLECE MARCO PARA LA GESTIÓN DE RESIDUOS, LA RESPONSABILIDAD EXTENDIDA DEL PRODUCTOR Y FOMENTO AL RECICLAJE [61]. Mediante esta normativa las empresas son controladas en tanto a lo que producen como residuos de sus procesos (*Artículo 10*) y las entidades recicladoras que desarrollan el tratado de los elementos creados como desechos. En ello, la ley busca disminuir la generación de residuos, aumentar la valorización, reutilización, reciclaje y proteger la salud humana y la del medio ambiente.

Para el caso de la tecnología en estudio ya sea para Torre o CCP se puede ver que la cantidad de materiales a reciclar una vez finalizado el proyecto serían los expuestos en el punto 9.2.3 como recursos usados en la construcción. Entonces, considerando éstos serían los que deberían ser reciclados en el proceso de clausura de la central donde para ello se consideran las cifras establecidas por el Gráfico 9.1 y resumidas en las siguientes tablas correspondientes a cada tecnología.

Residuo	Valor [g/kWh]
Concreto y ladrillo	22,00
Acero e Hierro fundido	2,00
Metales no ferrosos	0,70
Plásticos y químicos	0,80
Vidrio	1,00
Otros	0,70

Tabla 9.10 Residuos tecnología CCP

Residuo	Valor [g/kWh]
Concreto y ladrillo	16,00
Acero e Hierro fundido	5,50
Metales no ferrosos	0,80
Plásticos y químicos	0,70
Vidrio	0,80
Otros	0,70

Tabla 9.11 Residuos tecnología Torre

Tomando en cuenta los datos expuestos por las tablas anteriores y al simular éstos para las centrales termosolares considerando una potencia estándar de 50 MW y los mismos factores empleados en la determinación de energía generada como en otros casos (consumo de agua). Los valores de producción energética y generación de residuos por unidad energética serían los siguientes considerando el producto entre éstos parámetros [(kWh)·(g/kWh)]. De esta forma son obtenidos los resultados de residuos en kg como unidad de medida a presentar, considerando lo mismo en la construcción de los siguientes gráficos ya que éstos serán expuestos en porcentaje de masa (kg) para cada residuo generado una vez finalizada la vida útil de cada central.

Tecnología	Energía anual generada [kWh]
Termosolar - Torre [50 MW]	394.200.000,00
Termosolar - CCP [50 MW]	240.900.000,00

Tabla 9.12 Energía anual generada centrales de 50 MW

Residuo	Valor [Kg]
Concreto y ladrillo	6.307.200,0
Acero e Hierro fundido	2.168.100,0
Metales no ferrosos	315.360,0
Plásticos y químicos	275.940,0
Vidrio	315.360,0
Otros	275.940,0

Tabla 9.13 Residuos central de Torre

Residuo	Valor [Kg]
Concreto y ladrillo	5.299.800,00
Acero e Hierro fundido	481.800,00
Metales no ferrosos	168.630,00
Plásticos y químicos	192.720,00
Vidrio	240.900,00
Otros	168.630,00

Tabla 9.14 Residuos central de CCP

A continuación, se presentarán los gráficos correspondientes a cada tecnología en base a los resultados antes obtenidos y calculados para conocer los residuos generados. Relacionado con ello, claramente las centrales de Torre estarían entregando una mayor cantidad de residuos y es lo que se puede ver por la cantidad de concreto, acero e hierro fundido con las cifras más altas en su segmento. Por otro lado, las centrales de CCP también estarían generando una importante cantidad de residuos donde los mayores son de concreto y ladrillo, pero los demás componentes son valores muy cercanos a la tecnología anterior. De esta forma, el comportamiento de los residuos se expone a continuación.

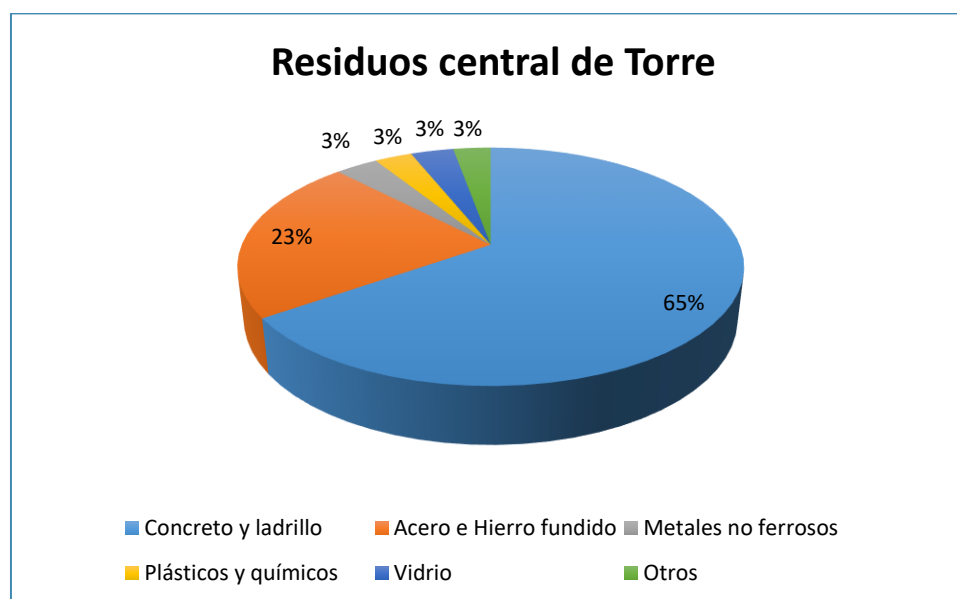


Gráfico 9.3 Residuos de una central de Torre de 100 MW, expresados en % en peso

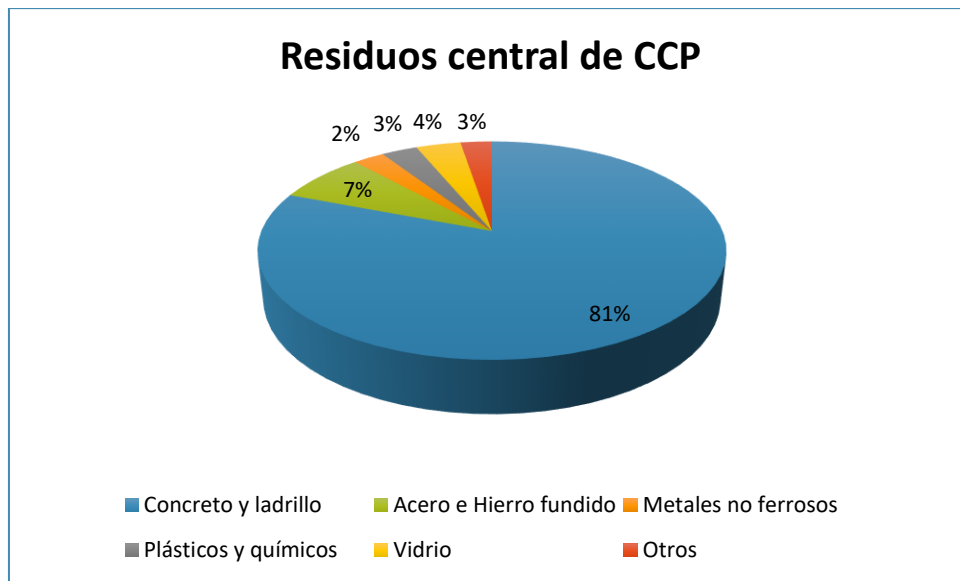


Gráfico 9.4 Residuos de una central de CCP de 100 MW, expresados en % en peso

Basado en los resultados entregados para ambas tecnologías se tiene un importante valor de residuos para ser reciclados. En el caso del concreto y ladrillo, éstos pueden ser reciclados para cimentaciones de equipos, carreteras, nuevas construcciones, etc. Los demás componentes a reciclar serían los correspondientes observados en cada gráfico y tablas relacionadas a cada tipo de central termosolar ocurriendo que son menor las cantidades a ser tratados que los antes descritos.

Para reciclar los materiales que correspondan es necesario contar con una clasificación de éstos ya que cada uno será enviado a distintas empresas para su respectivo proceso de reciclaje. Para ello, en Chile existe una nomenclatura en base los tipos de materiales donde se le asocia el origen, un color y además una clasificación según su peligrosidad como desecho. De esta forma actuar con distintas medidas de seguridad para los distintos residuos y así evitar contaminaciones, accidentes u otro efecto. Esto es presentado en las siguientes figuras donde se dan a conocer las clasificaciones antes dichas según su segmento correspondiente.



Figura 9.1 Clasificación de residuos según origen y riesgo. [21]



Figura 9.2 Clasificación de residuos según su tipo y su color correspondiente. [60]

ROTULACIÓN	CARACTERÍSTICA DE PELIGROSIDAD
	Residuos Tóxicos Agudos
	Residuos Reactivos
	Residuos Corrosivos
	Residuos Inflamables
	Residuos Tóxicos Extrínsecos y Residuos Tóxicos Crónicos

Figura 9.3 Clasificación de los residuos según su peligrosidad. [22]

Mediante las 3 clasificaciones operativas en Chile los residuos son trasladados a las empresas correspondientes en donde la ley que controla este tema y fue mencionada al comienzo del subcapítulo busca que los productores en cierta parte se hagan cargo de sus residuos y de los que no pueden hacerlo, serán derivados a las entidades correspondientes para el posterior tratamiento.

En el área industrial los principales residuos son aceites, grasas, productos químicos, entre otros, así respecto a éstos son considerados productos con cierta peligrosidad los cuáles deben ser tratados de la mejor forma para evitar contaminaciones y ser derivados a las empresas dedicadas a su tratamiento.

Por otro lado, del total de residuos industriales generados en 2009, el 56% correspondió a residuos de la construcción, siendo éste el sector que más aporta a lo largo de toda la década. Le siguen los residuos de la industria manufacturera (18%), agrícola y forestal (15%), minería y canteras (6%), producción de energía (5%) y finalmente la purificación y distribución de agua (1%) [21].

En consecuencia, como ya se ha mencionado que los residuos poseen ciertas clasificaciones para su acumulación y posterior tratamiento en las empresas encargadas al tipo de residuo, algunas de las entidades que operan en Chile para tratar distintos productos son las siguientes, considerando más de una por área.

Empresa	Contacto	Tipo de reciclaje
Sociedad Recuperadora de Papeles S.A. (SOREPA)	San Joaquín: Carlos Valdovinos N° 473, Santiago de Chile.	Papeles y cartones
COIPSA S.A.	Av. Apoquindo 3500, Piso 8 Las Condes – Santiago, Chile.	Papeles y cartones
Carrascal S.A.	Santiago, Av. Carrascal N° 5150, Región Metropolitana de Santiago, Chile.	Papeles y cartones
Cristalerías Chile	José Luis Caro 501, Padre Hurtado, Chile. El Porvenir 626, Llay-Llay, Chile.	Vidrio
Cristalerías Toro	Dagoberto Godoy N° 182 / Cerrillos, Santiago de Chile.	Vidrio
Gerdau AZA	Calle la Unión 3070, Renca, Santiago, Región Metropolitana, Chile.	Metales (Acero)
Proacer	Panamericana Norte Km. 37 - Til Til - Casilla 13227 - Correo 21 Santiago – Chile.	Metales (Acero, hierro fundido)
COPASUR	Progreso N° 8053, La Cisterna, Santiago, Chile	Metales (productos de aluminio)
RECIPET	Camino Santa Margarita 01501, San Bernardo, Santiago, Chile.	Plásticos y otros derivados
Degraf S.A.	Las Araucarias N° 9001, Quilicura, Santiago, Chile.	Residuos electrónicos
RECYCLA	Av. del Valle N° 945 of 5607, Ciudad Empresarial, Huechuraba, Santiago Chile.	Residuos electrónicos
RESPEL – Residuos peligrosos	Av. Vicuña Mackenna N°6 Piso 3 OF 4 Providencia, Santiago Chile.	Residuos peligrosos (Productos químicos, residuos industriales, etc.)

Tabla 9.15 *Empresas de reciclaje en Chile*

En la etapa de cierre de la central claramente habrá varios productos a reciclar los cuales podrían ser procesados por las entidades antes expuestas. Ante ello, el mayor producto para reciclaje en las centrales tanto de tipo CCP como de Torre sería concreto proveniente de cimientos. Este producto puede ser empleado para el relleno de carreteras, zonas que lo ameriten, creación de nuevo concreto, entre otras aplicaciones. Relacionado a lo mismo, esto es algo muy utilizado por empresas constructoras de obras civiles ya que pueden reducir costos en material de relleno natural y solo se necesita que el producto a reciclar pase por un proceso de trituración para obtener la granulometría adecuada a la aplicación.

Finalmente, en el período de desmantelamiento y clausura se pueden aplicar acciones necesarias para hacer que este proceso sea más agradable y poder reestablecer el terreno lo más posible a lo que fue en un inicio donde para ello podrían ejecutarse las siguientes acciones.

- **Acciones a realizar sobre el suelo:** Descompactación de superficies de terreno utilizadas que son originadas por el tránsito de maquinaria y de vehículos. También sería posible restablecer los caminos a como fueron empleados en el inicio del proceso, especialmente en zonas agrícolas.

- **Acciones sobre recursos hídricos:** Entregar soluciones a los posibles efectos causados en los recursos hídricos naturales empleados durante el período de funcionamiento de la instalación.
- **Acciones de mejora sobre contaminaciones acústicas:** La contaminación por ruidos será controlada tanto el proceso de desmantelación como en el proceso de operación que tuvo la planta para cumplir con las normativas aplicadas en el país.
- **Acciones sobre la vegetación:** Aportar con nuevos nichos o ecosistemas de vegetación con el fin de restablecer las zonas afectadas durante el proceso de funcionamiento de la planta y con mayor razón una vez terminada la vida útil.
- **Acciones sobre el desmantelamiento:** Retirar el todo material que pueda afectar a posibles obras futuras cercanas a la instalación que operó por largo tiempo, personas que transiten por el lugar, animales u otra especie. También se puede considerar un aporte económico en caso de no volver los terrenos a la forma natural sobre todo en las zonas agrícolas o naturales.

9.6 RESUMEN DE ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

La tecnología termosolar ofrece una buena opción para la generación de energía eléctrica frente a las instalaciones tradicionales operativas tanto en Chile como en el mundo. Esta comparación se realiza por un lado debido al impacto ambiental que crean éstas últimas plantas en cuanto a emisiones de gases contaminante, pero se debe recordar el consumo de agua que puede tener la tecnología solar, lo cual depende del tipo de enfriamiento, los daños al medio ambiente sobre la flora y fauna en la fase de construcción, el impacto visual debido al enorme territorio que se emplea en las instalaciones y otros asociados en el funcionamiento. Esto genera de todas formas que sean proyectos más atractivos que las tecnologías tradicionales como las plantas térmicas las cuales contaminan por variados factores lo que es una limitante en la actualidad.

Finalmente, en cuanto a las acciones necesarias en el proceso de clausura de una central solar termoeléctrica (aun no realizado en Chile) puede ocurrir que los desechos generados puedan ser tratados por las empresas correspondientes al tipo de residuo y que será posible aplicar ciertas acciones para volver la zona natural empleada en el proyecto a la condición inicial más cercana. Además, la tecnología termosolar en Chile puede ser empleada debido a sus beneficios generados tanto en desarrollo de empleos, generación de energía eléctrica de forma limpia como a disminuir un gran porcentaje de contaminantes, considerando lo comentado al comienzo del presente resumen.

10.- CONCLUSIONES

10.- CONCLUSIONES

Introducción.- Para abordar el contenido de las conclusiones del estudio desarrollado en esta oportunidad se efectuará un análisis por área de importancia, es decir, se expondrán conclusiones netamente del estudio (técnicas), de tipo personal y posibles líneas futuras de investigaciones asociadas con los temas tratados en el proyecto. Para ello se procede a lo siguiente.

10.1 CONCLUSIONES TÉCNICAS

Las conclusiones asociadas al estudio serán expuestas en base a ideas concretas captadas y obtenidas a lo largo del desarrollo de la investigación, como las generadas luego de abordar distintos análisis en materia relacionada a cada capítulo. Estas son las siguientes.

- a. Chile es altamente dependiente de las energías convencionales como lo expuesto en el Capítulo 2 ya que las centrales térmicas consideradas en el análisis con potencias mayores a 50 MW poseen una cifra instalada de más de 10.000 MW con un número de 55 plantas donde en ellas predominan las centrales térmicas a carbón (36 %), de ciclo combinado (30%) y en base a diésel (26%).
Por otro lado, la electricidad proporcionada por la energía hidráulica solamente en el SIC posee una potencia instalada de más de 6.000 MW con 47 plantas predominando las centrales hidráulicas de pasada con 36 instalaciones en comparación con las de embalse, pero éstas últimas poseen la mayor potencia instalada dentro de este segmento (4.033,60 MW). Finalmente, en el caso de las plantas ERNC donde se logró apreciar una baja participación de las generadoras eólicas y fotovoltaicas (principales operativas en Chile) con potencias menores a los 1000 MW en ambos casos, demuestra la mínima participación de éstas en contraste con las mencionados anteriormente en base al mismo estudio. Aun así, el objetivo a nivel país es aumentar éstas para limitar la dependencia de los métodos tradicionales ya conocidos.
- b. Con respecto a lo estudiado en el Capítulo 3 donde se conocieron antecedentes de la situación energética del país se pudo apreciar que en Chile en los últimos años la aprobación de proyectos de ERNC aumenta de manera gradual y así también la nueva generación por parte de éstas fuentes. Relacionado a lo mismo, Chile posee un enorme potencial de energías proveniente de recursos de origen natural con una cifra total de 1.843.698 MW, donde predomina el potencial fotovoltaico (1.237.903 MW) y el potencial para tecnologías CSP (552.871 MW). Esto hace referencia a que los métodos que emplean el recurso solar tienen materia necesaria para abastecer la demanda actual del país.
- c. Para todas las tecnologías estudiadas y evaluadas en los primeros capítulos conociendo sus ventajas y desventajas se logró apreciar que mayormente las que emplean combustibles fósiles generan un gran impacto, no siendo menor lo que ocasionan las demás tecnologías analizadas según el impacto y tipo de planta, aun así, las centrales termoeléctricas causan el mayor.
- d. Dentro de las centrales termosolares estudiadas se logró detectar que en las últimas décadas éstas han tenido un fuerte desarrollo donde actualmente se posee una potencia total instalada de 5 GW a nivel mundial. En ello predomina EE.UU. y España como los pioneros de éstas tecnologías solares. Relacionado a lo previo, los métodos de CCP y Torre son los más empleados debido a su madurez y desarrollo, siendo éstos utilizados para distintos fines (producción de vapor directo, etc.) como para generar electricidad dentro de lo más utilizado.
- e. La tecnología termosolar en Chile está comenzando a tener un despegue debido a las excelentes condiciones de DNI que posee el norte y por las tecnologías en construcción por distintas

empresas del área. En ello el método de mayor consideración en desarrollo es el de Torre debido a que posee mejores condiciones de operación autónomo, alcanza mayores temperaturas de trabajo y posee más posibilidad de ser hibridado con otras formas de generación. Por otro lado, la técnica de CCP tiene otras ventajas como ser empleada para generar vapor directamente y la posibilidad de ser operada a menor escala, así como otras cualidades más, (Véase Tabla 5.7 y 5.8 – página 90).

- f. Las condiciones del norte del Chile poseen índices de DNI sumamente significativos con cifras del orden de 7.65 kWh/m²·día, lo que la hace ser una zona casi única a nivel mundial en recurso solar. En ello además las horas solares promedio anual que superan las 3.000 horas permiten para las plantas solares esenciales condiciones en su operación y que facilitan el desarrollo para los proyectos futuros, así como los que operan actualmente.
- g. Normalmente el desarrollo de las tecnologías CSP a nivel mundial, por el ámbito de sus costos presentan elevadas cifras debido a la calidad y especialidad de sus equipos y procesos. Debido a eso, típicamente las centrales CCP sin almacenamiento tienen un costo de 4.500.000 €/MWe y con A.T. de 7 horas un valor cercano a 6.000.000 €/MWe. Dichas cifras dependen del lugar donde se realice el análisis ya que en distintos países éstas pueden variar, pero aun así son valores bastantes representativos. Para la tecnología de Torre los valores bordean cifras de 8.500 a 10.000 USD\$/kW según la potencia considerada y A.T. donde de igual forma éstos parámetros influyen considerablemente en el aspecto antes mencionado.
- h. En base a lo previo descrito y según las simulaciones realizadas en SAM, las centrales CSP logran cifras significativas en su inversión en condiciones reales para Chile. En ello, un factor clave son las horas de A.T. ya que dependiendo de éstas su inversión se torna mayor siendo esto más creciente para las plantas de CCP y no así con las de tipo Torre. En base a lo anterior las instalaciones de Colectores Cilíndrico Parabólico alcanzan cifras de más de 800.000.000 € y las de Torre cifras no superiores a 650.000.000 € (Véase las Tablas 6.19 y 6.20), considerando en ambos casos las condiciones empleadas en el análisis. Esto genera concluir en base a lo realizado y simulaciones mediante SAM que las plantas de Torre son mejor a largas horas de A.T. y las de CCP para menores horas de autonomía, ocurriendo lo mismo para el aspecto de las potencias por unidad y no por bloque de centrales (construcción de varias subplantas).
- i. Para Chile no son rentables las centrales termosolares en condiciones normales (según índices de VAN y TIR – Tabla 6.26) debido al bajo precio de venta de energía eléctrica que se presenta en el SING (48 USD/MWh). Esto se genera de esta manera ya que las altas inversiones de las tecnologías solares estudiadas poseen cifras significativas frente a lo que se puede obtener como ingreso. En base a lo mismo son tecnologías de largos años de duración por lo que contar con análisis a largo plazo el escenario podría ser más favorable en el ámbito económico.
- j. Respeto al punto anterior, considerando el estudio realizado en el Capítulo 6 referido a IRENA y aumento de precio de venta de la electricidad (Tabla 6.27 y 6.28) los antecedentes de VAN y TIR se tornan más alentadores superando las cifras expuestas por la Tabla 6.26. Relacionado con lo mismo el precio de venta de la energía eléctrica y la reducción de costos en éstas técnicas sería el aspecto más favorable para implementar las centrales CSP en Chile, además de contar con apoyo económico para los proyectos como desarrollar componente de éstas en el país.
- k. Para la potencia disponible en fuentes renovables de origen natural hay más de 1.500.000 MW en Chile que es suficiente para suministrar energía y dejar de depender de las centrales térmicas debido a que éstas poseen una potencia total en el país de más de 12.000 MW (Gráfico 8.2) con la mayor participación en todos los sistemas de distribución. Relacionado a lo mismo éstas

tecnologías gozan de un alto consumo de agua lo que puede generar complicaciones a futuro y si se emplean métodos solares como CSP dependiendo del método de generación se pueden reducir los consumos de agua hasta en un 90% para la generación de electricidad.

- l.** Relacionado al impacto ecológico de las plantas termosolares en su período de posible clausura generarían grandes desechos en concreto y metales, pero existen métodos para que éstos sean reciclados junto a los demás producidos por las empresas correspondiente en Chile del área de reutilización. Así mismo, las instalaciones termosolares generan un importante impacto en la fase de construcción alterando los hábitats de distintas especies, pero no se han registrado grandes daños en la fase de funcionamiento según fuentes internacionales.
- m.** Referente a las cifras de contaminación de CO₂ de las plantas CSP estudiadas, éstas son muy mínimas en comparación con una central térmica a carbón o de ciclo combinado. Así, para las primeras señaladas en el caso de las de Torre, éstas generan cifras de 13.797 T de CO₂ y 8.431,50 T de CO₂ para las de CCP. En cambio, en las térmicas a carbón y de ciclo combinado se presentan valores de 935.568 T y 367.920 T de CO₂ respectivamente. Claramente con las cifras obtenidas en el estudio respectivo (Tabla 9.9) se deja en claro que no hay límite de comparación en los índices anuales de dióxidos de carbono producidos por parte de las centrales térmicas en contraste con los generados por las CSP de tipo Torre y CCP.
- n.** Como conclusión final ante el desarrollo de la investigación, las centrales termosolares son competitivas frente a las tradicionales en base a aspectos de beneficios medioambientales y de generación de energía eléctrica, pero no competitivas frente al aspecto económico debido a los resultados obtenidos por las simulaciones efectuadas en el Capítulo 6. Ante ello las centrales de energías renovables siempre convienen más que emplear las tradicionales para generar electricidad, aún así por el alto costo de éstas, pero el beneficio a futuro será enorme lo que no sería posible de lograr si se continúa con la forma tradicional de generación de electricidad.

10.2 ASPECTOS DESTACABLES DEL PROYECTO

Dentro de los aspectos destacables y posibles aportaciones observadas en la construcción del proyecto se podrían mencionar los siguientes.

- a.** Un aspecto destacable del proyecto fue el uso del software System Advisor Model (SAM), del cual se apoyó el estudio de inversiones y luego el económico para analizar indicadores de rentabilidad (VAN y TIR). Este programa aportó parámetros de diseño que no eran el fin del proyecto, costos por segmento en las centrales CSP y varios aspectos de relevancia que beneficiaron el contenido de la investigación.
- b.** En materia de análisis, algo destacable es que las centrales termosolares se diferencian de otras centrales de energía renovable debido a que pueden almacenar la energía de distintas formas para entregar ésta en ocasiones críticas y más aún cuando no existe la radiación solar (período nocturno) lo que las hace instalaciones de operación continua sin depender de sistemas en base a combustibles fósiles.
- c.** Relacionado a las cualidades de Chile se detectó que el país posee enormes extensiones de desierto con excelentes índices de DNI para instalaciones CSP ya que quizás prometen más que las clásicas solares (sistemas fotovoltaicos). En ello, según los estudios realizados es más confiable implementar las plantas de tipo Torre ya que en la zona mencionada del país además de la buena radiación se pueden obtener sales de origen natural que podrían ser implementadas en la operación de la central como fluido de trabajo y sistema de almacenamiento térmico.

10.3 CONCLUSIONES Y VALORACIONES DE TIPO PERSONAL

Respecto a las conclusiones de tipo personal por parte del autor se pueden describir algunas a continuación que relacionan el estudio efectuado con visiones futuras sobre el área de investigación.

- a. Las centrales termosolares en Chile podrían traer un gran beneficio y a la vez generar un gran impacto a causa de que pueden hacer variar los precios de la energía aumentando éstos para poder ser competitivas frente a sistemas clásicos de generación de electricidad. Esto puede ser perjudicial para las instalaciones tradicionales, pero en el marco general se estaría generando un efecto positivo a largo plazo.
- b. Como se informó en más de una oportunidad, Chile puede dejar de depender de las formas clásicas de generación y para ello implementar tecnologías renovables es lo ideal para el país. Situación que tiene como objetivo el gobierno donde para el año 2050 se espera contar con una gran participación de éstas fuentes de generación.
- c. Por otro lado, con relación al punto a y b descrito llegar a conocer antecedentes de este tipo involucró durante el desarrollo del trabajo abordar contenidos de varias áreas de estudio, emplear software de diseño, metodologías de cálculos, entre otras tareas, así llegar a tener un conocimiento adaptado al tema según lo que se evaluaba. Personalmente es algo reconfortable debido a la importancia sobre las energías renovables en Chile y a nivel mundial.
- d. También, personalmente trabajar en un proyecto relacionado a la situación energética de Chile fuera de éste (España) lleva a observar con más detalle que sucede con otras naciones en este ámbito, lo que es fundamental para realizar comparaciones que aporten a un estudio lo cual permite concretar los objetivos propuestos de una forma más tangible debido a las distintas realidades que se pueden analizar.

10.4 POSIBLE LÍNEAS FUTURAS DE ESTUDIO

En el aspecto de las visiones futuras de estudio quizás sería factible analizar centrales termosolares con sistemas de hibridación para las condiciones estudiadas en el presente documento ya que quizás podrían generarse resultados diferentes en el ámbito económico lo que de esta forma sería más atractivo. También podría estudiarse con detalle los procesos internos de las centrales termosolares debido a que quizás con alguna determinada investigación se podrían aportar mejoras a los sistemas actuales empleados en las instalaciones, lo que estaría beneficiando a la tecnología CSP en la forma de producir energía eléctrica.

Finalmente, podría ser interesante indagar sobre los sistemas de almacenamiento térmico en base a los recursos de origen natural (ciertos tipos de sales) disponibles en Chile (zona norte) ya que con mejores condiciones de éstos se podría suministrar más energía por parte de esta tecnología solar al sistema de distribución correspondiente en el país.

11.- BIBLIOGRAFÍA

11.- BIBLIOGRAFÍA

Introducción.- En el presente capítulo y último de la investigación, se entregará información de las distintas fuentes utilizadas para desarrollar el estudio donde se expondrán libros, documentos técnicos, apuntes docentes y páginas web. De esta forma a continuación se presenta lo mencionado.

11.1 LIBROS

[1] Antonio Creus Solé; Energías Renovables; 2ª edición; Ceysa; 2009.

[2] José Antonio Carta González, Roque Calero Pérez, Antonio Colmenar Santos, Manuel-Alonso Castro Gil; Centrales de energías renovables - Generación eléctrica con energías renovables; UNED editorial; Madrid (España) 2009.

[3] José María Fernández Salgado; Compendio de energía solar: Fotovoltaica, Térmica y Termoeléctrica; Ediciones Mundi-Prensa; Madrid (España) 2009.

11.2 DOCUMENTOS TÉCNICOS Y APUNTES DOCENTES

[4] Hernando Cornejo (Académico Universidad del Bío-Bío, Chile); Centrales Hidroeléctricas; 2015; Página 18 a 20, (*Apuntes docente Universidad del Bío-Bío, Chile*).

[5] Ministerio de energía, Gobierno de Chile; Energía 2050: Política energética de Chile; 2016; Página 22. *Disponible en:* http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf

[6] Dirección de Estudios y Contenidos; Generadores de Chile A.G; Boletín del mercado eléctrico, Sector generación – septiembre 2015; 2015; Página 20. *Disponible en:* <http://generadoras.cl/wp-content/uploads/150908-Bolet%20C3%ADn-AGG-Mercado-Elctrico-Sector-Generaci%20C3%B3n-Septiembre-2015.pdf>

[7] Dirección de Estudios y Contenidos; Generadores de Chile A.G; Boletín del mercado eléctrico, Sector generación – septiembre 2016; 2016; Página 25. *Disponible en:* <http://generadoras.cl/wp-content/uploads/Bolet%20C3%ADn-Generaci%20C3%B3n-Septiembre-2016.pdf>

[8] Generadores de Chile; Discurso Cena de Energía Eléctrica 2016 - 21 de junio de 2016; 2016; Página 5. *Disponible en:* <http://generadoras.cl/wp-content/uploads/Discurso-Cena-Energia-Elctrica-2016-CSeebach-Generadoras-de-Chile.pdf>

[9] Consejo para la Defensa de los Recursos Naturales; Construcción de un futuro mejor; 2011; Página 4. *Disponible en:* <http://www.laondaverde.org/laondaverde/international/files/chileenergyfuture.pdf>

[10] Vicente Pita Vives (Académico Universidad del Bío Bío, Chile); Eolomotores; 2014; Página 2, (*Apuntes docente Universidad del Bío-Bío, Chile*).

[11] Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH (Entidad Alemana); Energías renovables en Chile y el potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé; 2014; Extracción en resumen de información del documento completo (varias páginas). *Disponible en:* http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/Estudios/Potencial_ER_en_Chile_AC.pdf

- [12] Jaime Gavilán, Álvaro Hermosilla, Javiera López, Agustín Ojeda, Wladimir Vallejos; Mini centrales hidroeléctricas de paso; Escuela de Construcción Civil, Pontificia Universidad Católica de Chile; 6 de noviembre de 2009; Página 19. *Disponible en:* <https://es.scribd.com/doc/39181942/Mini-Centrales-hidroelectricas-Trabajo-Final>
- [13] Hugh Rudnick; Desafíos y oportunidades de inserción ERNC en Chile; 2014; Página 14. *Disponible en:* http://www.systep.cl/documents/Rudnick_CIGRE_29052014_v2.pdf
- [14] Gustavo Zabalza; Maestría en Ingeniería de la Energía - Curso 2010; Página 9 y 10. *Disponible en:* https://www.fing.edu.uy/if/solar/proyectos/PROYECTO_energ%C3%ADa_%20solar_Zabalza_Rev%201.pdf
- [15] Consejería de economía y hacienda, Comunidad de Madrid; Guía técnica de energía solar termoeléctrica; 2012; Página 17 a 21. *Disponible en:* <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-tecnica-de-la-energia-solar-termoelectrica-fenercom-2012.pdf>
- [16] International Renewable Energy Agency IRENA; Renewable energy technologies cost analysis series of concentrating solar power; 2012; Página i, 26 y 29. *Disponible en:* http://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-csp.pdf
- [17] Ivin Rhyne Joel Klein - California Energy Commission; ESTIMATED COST OF NEW RENEWABLE AND FOSSIL GENERATION IN CALIFORNIA; 2014; Página 87. *Disponible en:* <http://www.energy.ca.gov/2014publications/CEC-200-2014-003/CEC-200-2014-003-SF.pdf>
- [18] Natural Resources Defense Council (NRDC) y Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA); Beneficios económicos de energías renovables no convencionales en Chile; 2013; Página 23 y otras. *Disponible en:* <http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2016/09/11.2013-Beneficios-Economicos-ERNC.pdf>
- [19] U.S. Department Energy; SunShot Vision Study - Capítulo 7; 2012; Página 164 y 166. *Disponible en:* <http://energy.gov/eere/sunshot/sunshot-vision-study>.
- [20] European Academies Science Advisory Council (EASAC); Concentrating solar power: its potential contribution to a sustainable energy future; 2011; Página 31. *Disponible en:* http://www.easac.eu/fileadmin/Reports/Easac_CSP_Web-Final.pdf
- [21] Adapt Chile; ANTECEDENTES DEL MANEJO Y GESTIÓN DE RESIDUOS EN CHILE; 2016; Página 2 y 3. *Disponible en:* <https://circabc.europa.eu/sd/a/05d21118-7d52-47f9-89bd-1b7c716a1e62/Introduction%252c%20Antecedentes%20del%20Manejo%20y%20Gesti%25c3%25b3n%20de%20Residuos%20en%20Chile.pdf>
- [22] Conama, Ministerio de salud, Autoridad sanitaria RM, AEPA, ASIMET, ASIQUIM, SOFOFA, GTZ; Guía para la elaboración de planes de manejo de residuos peligrosos; 2005; Página 41. *Disponible en:* http://www.respel.cl/ResiduosPeligrosos/documentos_respel/Guia_Planes_Manejo_Residuos_Peligrosos_GTZ-1.pdf

11.3 PROYECTOS FINALES DE CARRERA

[23] Javier Pastoriza Redondo; Planta de deshidratación termosolar de lixiviados mediante tecnología de colector cilindro-parabólico e implementación de programa de cálculo; Escuela técnica superior de Ingeniería; Universidad de Sevilla; 2010-2011.

[24] Eduardo Andrés Chandía Abuín; Diseño y análisis técnico-económico de una central solar termoeléctrica con almacenamiento térmico en el norte de Chile; Facultad de ciencias físicas y matemática; Universidad de Chile; Santiago de Chile; octubre 2012.

[25] Gonzalo Matías Araya Sepúlveda; ANÁLISIS, COMPARACIÓN Y EVALUACIÓN ECONÓMICA DE TECNOLOGÍAS TERMOSOLARES; Departamento de Ingeniería Industrial; Universidad de Chile; Santiago de Chile; 2013.

11.4 PAGINAS WEB

[26]: <http://ecovive.com/>;

Título página: Características y funcionamiento de una central Hidroeléctrica.

Descripción: Contenido del sitio web relacionado con el funcionamiento de una central hidroeléctrica y su esquema en cuanto a los componentes que la conforman para generar energía eléctrica.

Fecha de consulta: 15/Septiembre/ 2016.

[27] <http://www.unesa.es/>;

Título página: Asociación española de la industria eléctrica.

Descripción: Información de página web relacionada sobre las centrales generadoras de electricidad y los recursos empleados en ellas, como el carbón, petróleo, viento y sol, además de esquemas de funcionamiento de centrales mencionadas.

Fecha de consulta: 13/Octubre/ 2016.

[28] https://es.wikipedia.org/wiki/Anexo:Centrales_el%C3%A9ctricas_de_Chile;

Título página: Anexo: Centrales eléctricas en Chile.

Descripción: Información vinculada con las plantas eléctricas en Chile donde se describen las centrales tradicionales, cuántas hay, año de puesta en marcha, potencia instalada, entre otros factores.

Fecha de consulta: 16/Septiembre/ 2016.

[29] <http://energiaabierta.cl/>;

Título página: Energía Abierta.

Descripción: Página que presenta antecedentes relacionados con las fuentes de energías de todo tipo y área de la electricidad, estudios de distintos campos de investigación del área de la energía en Chile, potencia instalada en el país, etc.

Fecha de consulta: 17/Septiembre/ 2016.

[30] <http://www.laenergiadelcambio.com/diferencias-entre-energia-termosolar-y-fotovoltaica-2;>

Título página: Energía Termosolar.

Descripción: Información sobre el área de la energía solar térmica específicamente donde se presentan estudios, proyectos, estadísticas y otras variables de este ámbito de investigación.

Fecha de consulta: 10/Septiembre/2016.

[31] [http://www.docenariosostenible.com/;](http://www.docenariosostenible.com/)

Título página: Centro de interpelación de energías renovables.

Descripción: Página web que entrega reseñas de las distintas energías renovables presentes en la actualidad. Es una página conformada por distintas entidades agrícolas de España y además participa el Gobierno de este país.

Fecha de consulta: 10/Octubre/2016.

[32] [https://www.coordinadorelectrico.cl/;](https://www.coordinadorelectrico.cl/)

Título página: Coordinador Eléctrico Nacional.

Descripción: Sitio vinculado con el sector energético chileno y el área de la electricidad, estudios de distintas áreas, como lo que sucede en el SING, SIC, energías renovables, sistema eléctrico en Chile.

Fecha de consulta: 14/Septiembre/ 2016.

[33] <http://www.energia.gob.cl/energias-renovables;>

Título página: ENERGÍA.gob.cl.

Descripción: Información descrita en el sitio web que está relacionada con la situación actual de las energías renovables donde se proporcionan contenidos de los proyectos futuros y políticas aplicadas.

Fecha de consulta: 20/Septiembre/2016.

[34] [http://energia-renovable-y-no-renovable-hoy.blogspot.com.es/;](http://energia-renovable-y-no-renovable-hoy.blogspot.com.es/)

Título página: Energías renovables.

Descripción: Página web que proporciona antecedentes de las distintas energías renovables mencionando entre muchos factores sus beneficios y desventaja que las diferencian de las plantas tradicionales.

Fecha de consulta: 15/Octubre/2016.

[35] [http://www.energiasrenovablesinfo.com/;](http://www.energiasrenovablesinfo.com/)

Título página: Energías renovables.

Descripción: Información enlazada sobre energías renovables tales como, energía solar, energía eólica, biomasa, biogás, energía geotérmica, energía de los océanos, pilas de combustible (hidrógeno).

Fecha de consulta: 15/Octubre/2016.

[36] [http://energiatermicagrupo13.blogspot.com.es/;](http://energiatermicagrupo13.blogspot.com.es/)

Título página: Blog de Energía Térmica.

Descripción: Página que plantea contenidos asociados con las centrales térmicas y factores de emisión, beneficios y complicaciones de estas instalaciones.

Fecha de consulta: 15/Octubre/2016.

[37] [http://www.foronuclear.org/es/;](http://www.foronuclear.org/es/)

Título página: Foro nuclear.

Descripción: Foro de la industria nuclear española que es una asociación empresarial que representa al 100% de la producción eléctrica de origen nuclear y al 85% de las principales empresas del sector a nivel nacional. Esta entidad proporciona información relacionada con estudios de varias materias de la actualidad energética en España.

Fecha de consulta: 15/Octubre/2016.

[38] [http://martitafernandezcmc.blogspot.com.es/;](http://martitafernandezcmc.blogspot.com.es/)

Título página: Ciencias del mundo contemporáneo.

Descripción: Página web que informa sobre variados temas de la situación mundial en segmentos de estudios de importancia actuales como, energéticos, gestión de residuos, mundo empresarial, informática, etc.

Fecha de consulta: 17/Octubre/2016.

[39] [http://www.centralenergia.cl/2010/10/12/potencial-solar-de-chile/;](http://www.centralenergia.cl/2010/10/12/potencial-solar-de-chile/)

Título página: Central de Energía.

Descripción: Plataforma chilena donde se mencionan temas de relevancia de la situación energética en Chile e investigaciones publicadas por otras fuentes de importancias sobre energías renovables.

Fecha de consulta: 18/Octubre/2016.

[40] [http://www.gstriatum.com/energiasolar/articulosenergia/15_mapa_energia.html;](http://www.gstriatum.com/energiasolar/articulosenergia/15_mapa_energia.html)

Título página: Energía solar.

Descripción: Portal web orientado al campo de la anergia solar y sus procesos de obtención, gráficas representativas de distintos estudios y otros ámbitos de análisis.

Fecha de consulta: 18/Octubre/2016.

[41] [http://elperiodicodelaenergia.com/las-10-plantas-termosolares-mas-grandes-del-mundo-eeuu-y-espana-se-reparten-el-90-del-pastel/;](http://elperiodicodelaenergia.com/las-10-plantas-termosolares-mas-grandes-del-mundo-eeuu-y-espana-se-reparten-el-90-del-pastel/)

Título página: El periódico de la Energía.

Descripción: Sitio web dedicado a las noticias de las distintas formas de producir energía, desde las formas convencionales hasta las renovables estudiando distintos segmentos y presentando la información actual.

Fecha de consulta: 18/Octubre/2016.

[42] [http://www.biodisol.com/energia-solar/energia-solar-termica/;](http://www.biodisol.com/energia-solar/energia-solar-termica/)

Título página: Biodisol.

Descripción: Portal de internet donde se encuentra información de distintos ámbitos de análisis del área de la energía solar térmica de baja temperatura y sus aplicaciones.

Fecha de consulta: 18/Octubre/2016.

[43] <http://www.protermosolar.com/>;

Título página: Asociación Española de la Industria Solar Termoeléctrica.

Descripción: Plataforma española que presenta información de la actualidad de los proyectos termosolares a nivel mundial, mencionando proyectos en operación y en construcción.

Fecha de consulta: 18/Octubre/2016.

[44] http://www.abengoasolar.com/web/es/plantas_solares/plantas_propias/espana/#seccion_4 ;

Título página: Abengoa solar.

Descripción: Página web de una de las empresas más importante de centrales de energía solar en España donde entrega antecedentes de sus proyectos construidos y en construcción además de otros segmentos de investigación.

Fecha de consulta: 19/Octubre/2016.

[45] http://economia.elpais.com/economia/2016/02/04/actualidad/1454607109_147117.html;

Título página: El país – Periódico global.

Descripción: Portal web de un periódico global que entrega noticias a nivel mundial referidas a distintos segmentos como, políticos, área energética, economía, etc.

Fecha de consulta: 19/Octubre/2016.

[46] http://www.solepanel.cl/sistemassolares_sst.html;

Título página: Sole panel.

Descripción: Esta página web ofrece información de los tipos de sistemas termosolares de baja temperatura operativos, sus tipos y principales características.

Fecha de consulta: 20/Octubre/2016.

[47] <http://patagoniarenovable.webnode.com.ar/news/climatizador-solar-para-piscina/>;

Título página: Patagonia Renovables.

Descripción: Portal web de una empresa dedicada a la prestación de servicios mediante equipos de energías renovables e instalación de equipos térmicos donde se describen ciertas características de éstos sistemas.

Fecha de consulta: 22/Octubre/2016.

[48] <http://www.solarwaterheater.es/3-solar-central-heating-system.html>;

Título página: Solar wáter.

Descripción: Página web de Kaisundun Industry, una empresa dedicada a la construcción de equipos solares para el calentamiento de agua y otros componentes del área mencionando para que son empleados éstos según el tipo.

Fecha de consulta: 22/Octubre/2016.

[49] <http://www.supersmartenergy.com/solar-thermal-market-warming-up-for-big-leap-2/>;

Título página: Smart Energy.

Descripción: Plataforma de internet dedicada a presentación de información sobre el área de la energía en especial para la tecnología termosolar describiendo ciertas características de estos sistemas de generación de electricidad.

Fecha de consulta: 23/Octubre/2016.

[50] <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70136/fichero/3.Introduccion.pdf>;

Título página: introducción a los sistemas solares de concentración.

Descripción: Sitio web asociado a un documento pdf sobre el estudio de los sistemas solares de discos parabólicos junto a los detalles de éstos en su funcionamiento.

Fecha de consulta: 26/Octubre/2016.

[51] <https://instrumentacionhoy.blogspot.com.es/2014/12/disenio-de-una-planta-industrial.html>;

Título página: Instrumentación Hoy.

Descripción: Portal web referido a un tema en especial de las plantas industriales, donde se expone información de la conexión entre una turbina de vapor y el generador eléctrico.

Fecha de consulta: 27/Octubre/2016.

[52] <http://www.evwind.com/2013/01/29/la-termsolar-avanza-en-ee-uu-con-una-nueva-central-de-energia-solar-termoelectrica-de-solarreserve/>;

Título página: Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico.

Descripción: Sitio web de un portal de noticias bilingüe sobre la actualidad del sector, con especial atención al vehículo eléctrico, además presenta noticias con respecto a energías renovables de la actualidad y sus implementaciones.

Fecha de consulta: 27/Octubre/2016.

[53] <http://www.woespana.es/weather/maps/city?FMM=1&FYY=2000&LMM=12&LYY=2016&WMO=85432&CONT=samk®ION=0021&LAND=CH&ART=SOS&R=0&NOREGION=1&LEVEL=162&LANG=es&MOD=tab>;

Título página: Weather Online.

Descripción: Página web dedicada a presentar antecedentes meteorológicos para distintas zonas del mundo.

Fecha de consulta: 02/Noviembre/2016.

[54] https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?&num=111068&lat=-22.405&hgt=100&submit=Submit&veg=17&sitelev=&email=skip@larc.nasa.gov&p=grid_id&p=avg_dnr&step=2&lon=-69.553 ;

Título página: Atmospheric science data center.

Descripción: Sitio web de la NASA que proporciona datos de distintas áreas de estudio de la energía solar, como radiación solar, horas de sol promedio día, etc.

Fecha de consulta: 02/Noviembre/2016.

[55] <http://www.elcorreo.ae/economia/abengoa-construira-planta-cogeneracion-en-abu-dhabi>;

Título página: El correo del golfo.

Descripción: Página web de un periódico español donde en esta ocasión menciona información de un proyecto de cogeneración de la empresa Abengoa en construcción.

Fecha de consulta: 22/Noviembre/2016.

[56] <https://www.cne.cl>;

Título página: Comisión Nacional de Energía – Chile.

Descripción: La Comisión Nacional de Energía (CNE) es un organismo público y descentralizado. Dicha institución mediante su sitio web expone información de temas energéticos como precios de la energía, leyes del sector, etc.

Fecha de consulta: 01/Diciembre/2016.

[57] http://www.sii.cl/aprenda_sobre_impuestos/impuestos/imp_directos.htm;

Título página: Servicio de Impuestos Internos de Chile.

Descripción: La entidad de Servicio de Impuesto Internos de Chile está encargada de controlar todos los impuestos a las distintas áreas del comercio chileno. Para ello en su plataforma web expone los distintos impuestos aplicados a la categoría empresarial que corresponda para su función comercial.

Fecha de consulta: 01/Diciembre/2016.

[58] <http://www.abengoa.com/web/es/novedades/atacama-1/atacama-1-en-los-medios/>;

Título página: Abengoa.

Descripción: En la página del Abengoa se presentan contenidos de los proyectos que realiza en el área de la ingeniería y todo lo que relaciona a este tema con la innovación en el ámbito de tecnologías solares, como también en la industria en general.

Fecha de consulta: 07/Diciembre/2016.

[59] <https://sostenibilidadyenergia.com/2013/01/25/consumo-de-agua-csp-vs-tecnologias-convencionales/> ;

Título página: Sostenibilidad y energía.

Descripción: Sitio web vinculado con las tecnologías de generación de electricidad y el comportamiento de éstas en el consumo de agua, además de las expectativas mundiales del consumo de agua esperado a futuro.

Fecha de consulta: 08/ Diciembre/2016.

[60] <http://www.tricicla.cl/single-post/2015/07/07/Norma-de-colores-reciclaje>;

Título página: Tricicla, mi barrio sustentable.

Descripción: Página de una empresa dedicada al reciclaje que muestra antecedentes del área y además la clasificación de los residuos operativa en Chile según el tipo de estos.

Fecha de consulta: 12/ Diciembre/2016.

[61] <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1090894>;

Título página: Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.

Descripción: Plataforma que expone información relacionada con distintas leyes operativas en Chile y la descripción de éstas con todos sus antecedentes.

Fecha de consulta: 12/Diciembre/2016.

[62] <https://www.taringa.net/post/ciencia-educacion/19566341/Por-que-el-Sol-y-la-Luna-se-llaman-asi.html>;

Título página: Taringa (Por qué el sol y la luna se llaman así)

Descripción: Sitio web que trata información de cómo se llaman las estrellas más importantes del sistema solar y el origen de sus nombres.

Fecha de consulta: 03/Noviembre/2016.

[63] <https://sam.nrel.gov/> ;

Título página: System Advisor Model (SAM).

Descripción: Software empleado para realizar simulaciones, estudios económicos, rendimiento para centrales de energía.

Fecha de consulta: 15/Octubre/2016.

[64] <http://www.chileexplorer.com/newweb/index.php/mapa-de-chile>;

Título página: Chileexplorer.

Descripción: Sitio web que proporciona información de la geografía de Chile con los correspondientes mapas de distintas zonas.

Fecha de consulta: 10/Octubre/2016.

[65] <https://www.google.es/intl/es/earth/index.html> ;

Título página: Google Earth.

Descripción: Software empleado para realizar inspecciones de zonas geográficas a nivel mundial en tres dimensiones observando, países, ciudades, lugares específicos, etc. Además, es posible rescatar fotografías de las regiones vistas.

Fecha de consulta: 13/Octubre/2016.

