



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

INTRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA
REEMPLAZAR EL USO DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN
PROCESOS INDUSTRIALES EN CHILE

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
MECÁNICO

MATÍAS JORGE LUIS SANDOVAL VILCHES

PROFESOR GUÍA:

CARLOS BENAVIDES FARÍAS

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

LEONEL NÚÑEZ LAZO

SEBASTIÁN GWINNER SILVA

SANTIAGO DE CHILE

2021

INTRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA REEMPLAZAR EL USO DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN PROCESOS INDUSTRIALES EN CHILE

El calentamiento global es uno de los problemas más importantes en la actualidad. Cada vez es mayor el interés dar una solución a este problema que aqueja a toda la población y los ecosistemas que conviven en el planeta. Nace de aquella necesidad la motivación de analizar el impacto de los sistemas solares térmicos (SST) como medida de mitigación de gases de efecto invernadero a nivel nacional. En este sentido, el objetivo general de este trabajo de memoria es realizar una evaluación técnica y económica de la introducción de la tecnología termosolar, para así reemplazar el uso de combustibles fósiles en los distintos procesos industriales con requerimiento de calor. Para realizar esta evaluación se desarrolla un modelo matemático para caracterizar los distintos tipos de tecnologías.

El modelo que se desarrolla se encuentra configurado para recibir ciertos parámetros, procesarlos y entregar los resultados de factibilidad técnica-económica. Entre los principales parámetros de entrada del modelo, destacan la demanda de calor y la distribución geográfica de cada industria a lo largo del país. La demanda de calor es caracterizada a través de un perfil de resolución horaria bajo el supuesto de trabajo de 12 horas diarias desde las 07:00 hasta las 18:59 durante los 365 días del año operando a potencial nominal térmica promedio. El modelo permite determinar cuál es la tecnología solar térmica más costo-efectiva que para satisfacer la demanda de calor de la industria. En concreto, se analizan 4 tecnologías: las tecnologías de colectores de placa plana (FPC), colectores de tubos de vacío (ETC), colectores cilindro parabólicos (PTC), colectores lineales de Fresnel (LFC)). Los parámetros económicos LCoH y los costos de abatimiento.

El modelo el cual se desarrolla se utiliza para evaluar la introducción de SST en cuatro industrias con mayor consumo térmico del país (cobre, papel y celulosa, pesca y cemento). En la industria del cobre la tecnología óptima a utilizar resulta ser la PTC, seguida de la FPC con resultados positivos para su implementación de sistemas sin almacenamiento. En la industria de la celulosa la tecnología PTC obtuvo los mejores resultados debido a su buena eficiencia y bajos costos comparativos en temperaturas de operación cercanas a los 150°C. La industria pesquera es la que presenta una mayor distribución a lo largo del país, siendo en las regiones del norte la tecnología PTC la de mejor rendimiento costo-eficiente y en la zona sur la tecnología FPC debido al menor recurso solar en especial de radiación directa normal, que disminuye la producción de calor en colectores concentrados. La industria del cemento presenta altas temperaturas de operación entre los 400°C y los 1550°C, debido a aquello las tecnologías PTC y LFC son las que presentan mejores características técnicas para operar con temperaturas cercanas a los 400°C a través de un sistema de integración de precalentamiento de máquina térmica para su implementación.

Con los datos que se obtienen se logra obtener las siguientes conclusiones sobre la introducción de tecnologías solares térmicas. La zona norte presenta un gran potencial debido a su gran recurso solar y sus condiciones climáticas, en especial para la tecnología PTC al ser un colector concentrado que trabaja con radiación directa normal. En la zona centro, si bien el recurso solar decrece, sigue manteniendo costos de abatimiento negativos o muy bajos respecto al gas natural, destacándose las tecnologías PTC y FPC. Mientras que en la zona sur se incrementan las áreas de concentración, por ende, son mayores los costos para su implementación.

DEDICATORIA

“A mis padres pilar fundamental en mi vida.
A mi familia y amigos complemento esencial.”

AGRADECIMIENTOS

Siempre pensé y añoré el momento de escribir estas palabras, las personas que enseguida pensé, pienso y seguiré agradeciendo es a mis padres. Mi madre un ejemplo a seguir en lo espiritual una persona que me ha enseñado que lo más importante en el mundo es el bienestar emocional y la luz que uno logra proyectar a los demás, siempre calmándome en momentos difíciles. Mi padre, amigo y compañero de viajes, una de las personas más esforzadas e inteligentes que conozco, una persona que siempre me inculco valores para ser más que un hombre con un título universitario, ser una persona integral en todo aspecto de vida.

A mi abuela que hoy descansa, luego de ser una matriarca excepcional y guiar a una familia de esfuerzo a seguir superándose cada día más, que recuerdo con mucho amor.

A mi familia, que siempre creyó en mí, me tenían fe según ellos (por algo sería jajaja), agradecer a mis primos más cercanos que siempre me introdujeron a estudiar en la Universidad de la que estoy egresando y me mostraron que todo esfuerzo tiene su recompensa. A mis tíos que siempre me apoyaron, en especial mi tío Hasler y mi tía Rosita que me recibieron como un hijo más en su casa al llegar a la capital, gracias por todos los consejos y la buena vibra que me transmitieron y que lo siguen haciendo, siempre contarán con mi apoyo. A mi tía Leo, una de las personas con el corazón más grande que me ha tocado conocer en mi vida.

Al Rolex, mi pana máximo, gracias por tu amistad sincera y desinteresada de hace cuánto? 20 o 22 años ya. Al Waldi compañero de grandes batallas tanto en el mítico 81 como en todos los escenarios que conocimos. A mis médicos favoritos Jorgeno y Hugpein, a mi diablo favorito el Nico, al efecto Pavón, al crack del Momo, al apañe del “Z”, al Pancho por años de amistad, al indio por la locura, al Brunzo, al Solar, al bomba Diego T, al shUrribe y todas sus familias mil gracias.

A mis amigos de la U, al cabezón Richi, al sucio Sarrás, al loco Vicent, al serenense Hormazábal, a la dupla Doña, al Hodali, al pepe petaca Benavides, a este dámelo siempre al pastita Tom Niedmann, a la Vicky Cortés, a la Cami, la Pau, el Kidel alias Fidel y a todos los que apañaban a tomarse una chelita en cualquier momento, no importaba la hora ni el lugar pa estos buenos amiks.

Mención especial a estas tremendas mujeres que tienen un gran espacio en mi corazón a mi abogada favorita Tete, mi negrita y mañosiña Coni H, mi siempre apañadora Sarúz, mi María Vale que siempre tkm.

A todos los cabros que nos unió el deporte madre, a los equipos en los que conocí grandes personas que sigan apareciendo en mi vida a los del Sapo Diablo (mención honrosa al Diego C y al Jorge H), a los de Belleza Bizarra que pena nunca pasamos, a los Jamaicabros que después fuimos el Mora-mora (gran historia) y a Real Suciedad que duro menos que semana antisuicidio.

A la Sra. Luisa y a Don Hugo un argentino que sabe mucho, grandes personas que siempre me reflejaban una buena energía y con las que podía olvidarme del mundo de la U. Los K del Perú que conocí el 2020 mientras viajábamos con mi viejo y quedaron pa siempre parece jajaja.

A mi profesor guía Carlos Benavides que siempre fue un apoyo incondicional durante este largo periodo, gracias por la confianza depositada en mí.

Mención honrosa al Rocky que lejos fue el mejor partner que pudo traer este 2020, mi fiel compañero que me apaño durante todas las noches de tesis.

A todas las personas que aportaron y siguen aportando que no se vayan nunca de mi vida.

Tabla de contenido

1	Introducción.....	1
2	Objetivos	2
2.1	Objetivo general	2
2.2	Objetivos específicos	2
2.3	Alcance	2
3	Antecedentes y discusión bibliográfica.....	3
3.1	Actualidad energética en Chile	3
3.2	Propuesta del NDC y carbono neutralidad	5
3.3	Inventario de gases de efecto invernadero.....	6
3.3.1	Carbón	6
3.3.2	Diésel.....	7
3.3.3	Gas natural.....	8
3.3.4	Factor de emisión de gases de efecto invernadero.....	8
3.4	Energía termosolar y los sistemas de integración.....	11
3.4.1	Sistemas de Integración	11
3.5	Recurso solar en Chile	13
3.5.1	Radiación solar	13
3.5.2	Potencial solar en Chile	14
3.5.3	Perfil diario promedio de radiación global en Chile	15
3.6	Tecnologías de colectores solares.....	16
3.6.1	Colectores solares no concentrados o de baja temperatura.....	17
3.6.2	Colectores concentrados o de alta temperatura.....	21
3.6.3	Fluidos de Trabajo (HTF).....	27
3.6.4	Fluidos en sistemas de almacenamiento térmico	28
3.6.5	Efecto coseno (Angulo de incidencia).....	29
3.7	Análisis de procesos en las industrias en Chile.....	29
3.7.1	Criterios para identificar sectores industriales relevantes.....	31
3.7.2	Criterio energético	31
3.8	Consumo de las industrias a lo largo del país.....	35
3.8.1	Agroindustria.....	35
3.8.2	Azúcar	36
3.8.3	Cemento.....	37
3.8.4	Cobre	37
3.8.5	Construcción.....	38
3.8.6	Hierro.....	38
3.8.7	Industrias Varias	39
3.8.8	Minas Varias.....	40
3.8.9	Papel y Celulosa	40
3.8.10	Pesca.....	41

3.8.11	Petroquímica	42
3.8.12	Salitre	43
3.8.13	Siderurgia	43
4	Metodología	45
4.1	Descripción general	45
4.1.1	Datos de entrada del modelo.....	45
4.1.2	Datos de salida.....	46
4.2	Análisis técnico de la producción de calor en las tecnologías termosolares sin almacenamiento.....	48
4.3	Análisis térmico en el dimensionamiento del campo solar con almacenamiento.....	50
4.4	Metodología del análisis económico del modelo	51
4.4.1	Costos asociados.....	51
4.4.2	Costos de operación.....	53
4.4.3	Sistema auxiliar	54
4.4.4	Parámetros de análisis costo eficientes.....	54
5	Resultados.....	58
5.1	Descripción general	58
5.2	Resultados de LCoH.....	59
5.2.1	Industria del cobre	59
5.2.2	Industria del papel y la celulosa.....	61
5.2.3	Industria de la pesca	63
5.2.4	Industria del cemento.....	65
5.3	Resultados de los costos de abatimiento	67
5.3.1	Industria del cobre	67
5.3.2	Industria del papel y la celulosa.....	74
5.3.3	Industria de la pesca	75
5.3.4	Industria del cemento.....	77
6	Conclusiones.....	79
	Bibliografía.....	81
	Anexo A Consumo Regional de Energía del 2017.....	1
	Anexo B Mapas del recurso solar en Chile.	4
	Anexo C Procesos térmicos en las industrias.....	6
	Anexo D Centrales solares térmicas en operación actualmente	8
	Anexo E Fichas técnicas colectores solares.	10

Índice de Tablas

<i>Tabla 1 Proyección en la reducción de emisiones con la instauración de energía solar térmica en la propuesta del NDC.</i>	5
<i>Tabla 2 Evaluación de costos (período 2020-2050) para la energía solar térmica en la propuesta del NDC.</i>	6
<i>Tabla 3 Factores de emisión usados para la estimación de GEI en la subcategoría de Industrias.</i>	9
<i>Tabla 4 Principales ciudades de Chile con su respectivo potencial de irradiación diario promedio.</i>	15
<i>Tabla 5 Resumen de información relevante de las tecnologías solare térmicas. [6]</i>	25
<i>Tabla 6 Valores de la curva de eficiencias de las tecnologías termosolares utilizadas de confección propia.</i>	26
<i>Tabla 7 Fluidos de trabajo en tecnologías solares térmicas [7].</i>	28
<i>Tabla 8 Tecnologías de almacenamiento térmico [7].</i>	28
<i>Tabla 9 Consumo de los combustibles convencionales y su contribución en el consumo total.</i>	32
<i>Tabla 10 Consumo de calor efectivo de las industrias.</i>	34
<i>Tabla 11 Procesos térmicos de la agroindustria.</i>	35
<i>Tabla 12 Procesos térmicos de la industria del azúcar.</i>	36
<i>Tabla 13 Procesos térmicos de la industria del cemento.</i>	37
<i>Tabla 14 Procesos térmicos de la industria del cobre.</i>	37
<i>Tabla 15 Procesos térmicos de la industria del hierro.</i>	38
<i>Tabla 16 Procesos térmicos de las industrias varias.</i>	39
<i>Tabla 17 Procesos térmicos de la industria del papel y celulosa.</i>	40
<i>Tabla 18 Procesos térmicos de la industria de la pesca.</i>	41
<i>Tabla 19 Procesos térmicos de la industria petroquímica.</i>	42
<i>Tabla 20 Procesos térmicos de la industria del salitre.</i>	43
<i>Tabla 21 Procesos térmicos de la industria siderúrgica.</i>	43
<i>Tabla 22 Costos de inversión por tecnología.</i>	52
<i>Tabla 23 Costos de operación y mantenimiento de las tecnologías sin almacenamiento.</i>	53
<i>Tabla 24 Costos de operación y mantenimiento de las tecnologías con sistema de almacenamiento.</i>	54
<i>Tabla 25 Resultados obtenidos para la industria del cobre</i>	61
<i>Tabla 26 Resultados obtenidos para la industria del papel y la celulosa.</i>	63
<i>Tabla 27 Resultados obtenidos para la industria de la pesca</i>	65
<i>Tabla 28 Resultados obtenidos para la industria del cemento</i>	67

Índice de Figuras

Figura 3-1 Capacidad instalada en Chile a junio del 2020.	4
Figura 3-2 Energía total generada por las ERNC en el año 2018 en Chile.	4
Figura 3-3 Sector Energía: Emisiones de GEI (kt de CO ₂ eq) por subcategoría, serie 1990-2016 [2].	9
Figura 3-4 Sistema de Integración directa al proceso industrial [3].	12
Figura 3-5 Sistema de integración directa para el precalentamiento de una máquina térmica [3].	12
Figura 3-6 Sistema de integración a través de un almacenador térmico[4].	13
Figura 3-7 Ciclo diario de radiación en Antofagasta.	16
Figura 3-8 Ciclo anual de radiación en Antofagasta	16
Figura 3-9 Colector de placa plana.	19
Figura 3-10 Colectores de tubos de vacío.	20
Figura 3-11 Colector cilíndrico compuesto.	20
Figura 3-12 Colector cilindro parabólico.	22
Figura 3-13 Colector Lineal de Fresnel.	23
Figura 3-14 Colector de disco parabólico.	24
Figura 3-15 Receptor de torre central.	25
Figura 3-16 Curva de eficiencia de los colectores solares térmicos utilizados en el informe.	26
Figura 3-17 Esquema del efecto coseno sobre los colectores solares.	29
Figura 3-18 Distribución del consume de energía de Brasil [21].	30
Figura 3-19 Distribución de la demanda energética por industria.	30
Figura 3-20 Distribución del consumo de carbón mineral a lo largo de Chile en las distintas industrias.	32
Figura 3-21 Distribución del consumo de gas natural a lo largo de Chile en las distintas industrias.	33
Figura 3-22 Distribución del consumo de diésel a lo largo de Chile en las distintas industrias.	34
Figura 3-23 Distribución geográfica y energética de la agroindustria.	36
Figura 3-24 Distribución geográfica y energética de la industria del azúcar.	36
Figura 3-25 Distribución geográfica y energética de la industria del cemento.	37
Figura 3-26 Distribución geográfica y energética de la industria del cobre.	38
Figura 3-27 Distribución geográfica y energética de la industria de la construcción.	38
Figura 3-28 Distribución geográfica y energética de la industria del hierro.	39
Figura 3-29 Distribución geográfica y energética de las industrias varias.	40
Figura 3-30 Distribución geográfica y energética de las industrias de minas varias.	40
Figura 3-31 Distribución geográfica y energética de la industria del papel y la celulosa.	41
Figura 3-32 Distribución geográfica y energética de la industria de la pesca.	42
Figura 3-33 Distribución geográfica y energética de la industria petroquímica.	42
Figura 3-34 Distribución geográfica y energética de la industria del salitre.	43
Figura 3-35 Distribución geográfica y energética de la industria siderúrgica.	44
Figura 4-1 Esquema funcional del modelo	45
Figura 4-2 Curvas de abatimiento de distintas tecnologías. Fuente: NDC	57
Figura 5-1 Resultados de los 4 casos de LCoH para la industria del cobre	60
Figura 5-2 Resultados de los 4 casos de LCoH para la industria del papel y la celulosa.	62
Figura 5-3 Resultados de los 4 casos de LCoH para la industria de la pesca	64
Figura 5-4 Resultados de los 4 casos de LCoH para la industria del cemento.	66

<i>Figura 5-5 Costo de abatimiento del SST sin almacenamiento para la industria del cobre.</i>	<i>68</i>
<i>Figura 5-6 Costo de abatimiento del SST con almacenamiento para la industria del cobre.</i>	<i>68</i>
<i>Figura 5-7 Costo de abatimiento del SST sin almacenamiento para la industria del papel y la celulosa.....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 5-8 Costo de abatimiento del SST con almacenamiento para la industria del papel y la celulosa.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 5-9 Costo de abatimiento del SST sin almacenamiento para la industria de la pesca. ...</i>	<i>76</i>
<i>Figura 5-10 Costo de abatimiento del SST con almacenamiento para la industria de la pesca. ...</i>	<i>76</i>
<i>Figura 5-11 Costo de abatimiento del SST sin almacenamiento para la industria del cemento. ...</i>	<i>77</i>
<i>Figura 5-12 Costo de abatimiento del SST con almacenamiento para la industria del cemento. ...</i>	<i>78</i>

1 Introducción

En el último tiempo uno de los temas con mayor interés en la comunidad científica y el mundo está relacionado con el cambio climático. Este término se refiere a como el planeta ha ido experimentando cambios durante los últimos siglos, producto de la industrialización y la emisión de gases de efecto invernadero, es por ello que el planeta ha experimentado cambios negativos en muchos de sus ecosistemas. Por lo cual en las últimas décadas se ha investigado en demasía el uso de las energías renovables por su vital importancia, no solo por el ahorro económico que pueda generar sino también por el aumento en la eficiencia energética, tanto en sistemas domésticos como a escalas industriales, involucrándose en la generación de electricidad y calor en múltiples procesos de desarrollo industrial, teniendo vital importancia este último punto en el desarrollo de la memoria.

Producto de toda la inversión en materia investigativa, es que las tecnologías enfocadas en el uso de energías renovables han reducido y siguen reduciendo sus costos tanto de inversión como de mantenimiento, aumentando al mismo tiempo su eficiencia en la transformación y uso de la energía. Es por esto que la energía termosolar se ha vuelto una tecnología de interés a nivel mundial.

Para la investigación que se desarrolla en el trabajo de memoria se propone la implementación de la tecnología solar térmica en Chile, para ser incorporada en las industrias que posean altos consumo de energía, especialmente altas demandas de calor en procesos térmicos en los que sea posible integrar esta tecnología.

Un importante objetivo que se planea lograr con el estudio es instaurar los cimientos de lo que podría ser una nueva alternativa en la producción de calor, en procesos térmicos de las distintas industrias a lo largo del país, buscando resultados que sean competitivamente económicos frente a los actuales métodos de generación térmica, como se ha demostrado en países como España, México, India, China, entre otros.

Un factor muy favorable que presenta nuestro país es la alta radiación con la que cuenta en la zona norte de Chile, además de la gran disponibilidad de terreno en esas regiones para generar las condiciones adecuadas de trabajo para los colectores, contribuyendo a aumentar la eficiencia de los sistemas termosolares.

Es por esto que el presente trabajo busca evaluar la implementación de esta tecnología a lo largo del país, bajo un previo análisis de las industrias que necesiten energía en forma de calor para satisfacer sus procesos térmicos y a la vez contribuir con la mitigación del cambio climático. La caracterización de los distintos sistemas solares se realiza a través de la revisión de los principios teóricos necesarios y el análisis de factibilidad tanto técnica como económica.

2 Objetivos

2.1 Objetivo general

El objetivo general de este trabajo de memoria es realizar una evaluación técnica y económica de la introducción de la tecnología termosolar, para así reemplazar el uso de combustibles fósiles en los distintos procesos industriales con requerimiento de calor.

2.2 Objetivos específicos

- Analizar técnica y económicamente la introducción de energía solar térmica en procesos térmicos (uso de caldera, hornos industriales, agua caliente, etc.) de la industria y la minería.
- Desarrollar un modelo matemático que permita evaluar la introducción de la energía solar térmica en distintos tipos de industrias a lo largo del país.
- Evaluar la metodología y modelo el cual desarrolla diferentes casos estudio.

2.3 Alcance

- Se reúne información sobre la innovación de la energía solar térmica en procesos que requieran calor, a través de fuentes bibliográficas de acceso abierto.
- Se trabaja con un modelo matemático para realizar una evaluación de factibilidad técnica-económica sobre la instauración de energía solar térmica en distintos procesos térmicos a lo largo de Chile.
- Se estudia la factibilidad de un cambio en la generación de energía en forma de calor a lo largo de las distintas industrias en Chile.

3 Antecedentes y discusión bibliográfica

En esta sección se da a conocer los antecedentes teóricos necesarios para complementar el estudio sobre la introducción de energía solar en procesos térmicos de distintas industrias, para esto se debe estudiar la actualidad energética chilena. También es de suma importancia conocer los avances tecnológicos que se pueden implementar, gracias a la energía termosolar con sus respectivas ventajas y desventajas. Para implementar estos sistemas térmicos es necesario conocer los procesos que demanden calor en las distintas industrias, tales como hornos, calderas industriales, bombas de calor para producir agua caliente o calefaccionar espacios, entre otras.

Se da un mayor énfasis en el estudio a las industrias que posean un mayor consumo de calor, para generar un posible cambio en su consumo de energía, sustituyendo los combustibles contaminantes por una producción con energías renovables de bajas emisiones como lo es la energía solar.

Una gran ventaja que respalda el estudio es que Chile tiene un alto potencial de radiación en la zona norte del país, además de contar con grandes extensiones de terreno sin ocupación que nos entrega una reducción en las barreras de implementación.

3.1 Actualidad energética en Chile

A lo largo del mundo la energía solar está teniendo un fuerte incremento en los distintos sectores de consumo energético, tanto en la producción de energía eléctrica con el reemplazo de termoeléctricas en base a carbón por plantas de concentración solar, como en el sector de transportes por la fuerte entrada de la electromovilidad y su abastecimiento en base a energías renovables que contribuyen al disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, además se ha instaurado en el sector comercial, en el sector público y también en el residencial en usos a menor escala los sistemas solares térmicos, mientras que el sector industrial muestra un gran desarrollo hace pocos años, cosa que se plantea mantener en el futuro.

Gran parte de la energía que produce el país para satisfacer los sectores industriales es a través de combustibles fósiles contaminantes, por tanto, se emanan una gran cantidad de emisiones de CO₂, además de otros gases que afectan negativamente a los ecosistemas aledaños a las plantas generadoras, como lo son las termoeléctricas a carbón o diésel que contribuyen en gran parte con el avance del calentamiento global.

Al año 2020 Chile posee una capacidad instalada superior a los 24.600 MW de potencia, siendo proporcionada por fuentes de energía no convencionales en tan solo un 24% del total, teniendo una participación del 11,56% de energía solar fotovoltaica que cada año presenta un constante crecimiento en la matriz energética nacional, mientras que la energía solar térmica no aparece en los registros oficiales aún, pero proporciona en la actualidad cerca de 100 MW al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) gracias al proyecto Cerro Dominador ubicado en la región de Antofagasta. El resto de la matriz energética esta abastecida en gran parte por combustibles fósiles sobre el 50% del total instalado, estos han tenido un gran protagonismo a lo largo de la historia, pero desde el año 2008 el carbón tuvo una gran escalada siendo la principal fuente de suministro para la generación eléctrica en el país, debido a la llegada de varias plantas termoeléctricas con

funcionamiento a carbón que actualmente proveen el 18,69% de la demanda nacional total, mientras que el diésel mantiene una gran participación con un 15,65% y el gas natural con un 15,6% del total de la capacidad instalada [1].

Capacidad total instalada

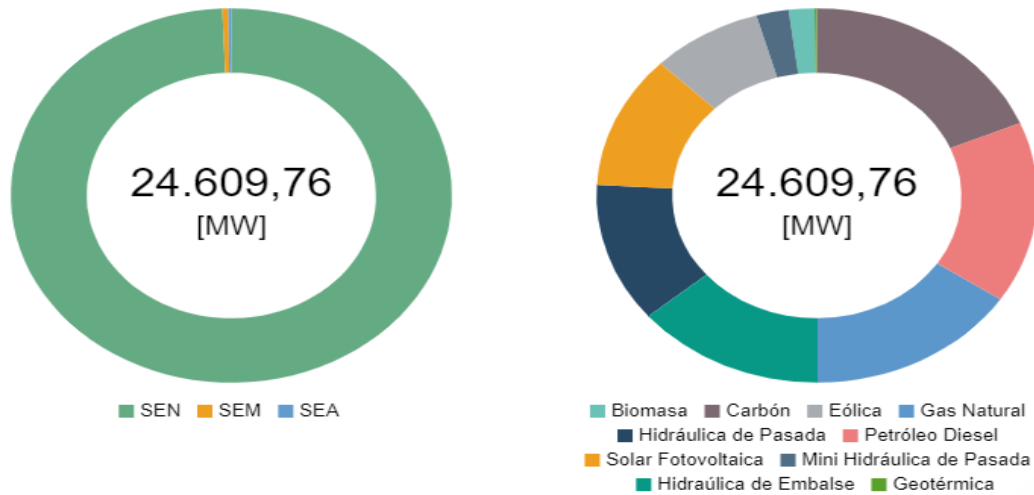


Figura 3-1 Capacidad instalada en Chile a junio del 2020.

Las ERNC entregaban en el 2018 tan solo un 17,1% de la generación total de energía eléctrica siendo 12.918 GWh-año. Dentro de la misma categoría de generación con ERNC las tecnologías que lideran la generación de electricidad, son la energía solar fotovoltaica y la energía eólica entregando cerca del 75% del total de la energía producida por las ERNC y el otro 25% lo componen la energía en base a biomasa y la energía minihidráulica de pasada como se observa en la Figura 3-2 [1].

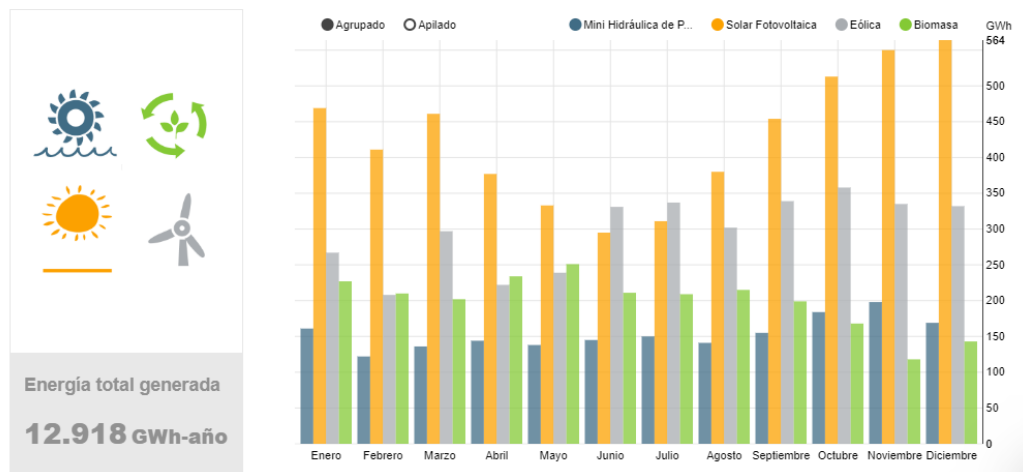


Figura 3-2 Energía total generada por las ERNC en el año 2018 en Chile.

3.2 Propuesta del NDC y carbono neutralidad

En el año 2019 el NDC (Nationally Determined Contributions) presentó una propuesta para alcanzar la carbono neutralidad al 2050 y metas específicas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero hacia el año 2030. Entre las medidas de mitigación evaluadas se considera el retiro de las centrales eléctricas a carbón, para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el sector de generación. El retiro de centrales a carbón y el aumento de energías renovables se consideran tecnologías habilitantes para la producción de hidrógeno, la electromovilidad, entre otros.

En lo que respecta para la propuesta de una industria sostenible, se evalúan medidas tales como utilizar sistemas solares térmicos en la industria y en la minería, cosa que es sumamente importante para la investigación que se lleva a cabo en el presente informe. Otra de las medidas que se presentaron fue la electrificación de usos motrices en la industria y en la minería del cobre, además de la certificación y estandarización de un mínimo de eficiencia energética en motores de hasta 100 HP, también considerando la generación de electricidad en base a biogás.

Dentro de estas medidas presentadas se busca maximizar el uso del recurso solar en procesos térmicos y/o generación de calor/vapor en calefacción, calentamiento de fluidos, secado, entre otros procesos. También se estudia la electrificación de usos motrices en variadas industrias, en la minería del cobre utilizando electricidad en reemplazo de combustibles fósiles.

Los principales supuestos que se presentan y esperan, son el paulatino reemplazo de tecnologías en base a combustibles fósiles por energía solar térmica a partir del año 2026, alcanzando una participación del 14% al 2030 en varias industrias y una participación que varía entre un 2% y un 4% en los procesos térmicos de la minería del cobre al año 2030.

Con lo que respecta a la energía solar térmica se presentan las siguientes proyecciones para la carbono neutralidad, tanto en materia de reducción de emisiones como en su evaluación de costos.

Tabla 1 Proyección en la reducción de emisiones con la instauración de energía solar térmica en la propuesta del NDC.

	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO₂e)	1,3	3,7
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO₂e)	7,6	59,8

Fuente: Informe de carbono en el sector de la industria, elaborado por el ministerio de energía.

Tabla 2 Evaluación de costos (período 2020-2050) para la energía solar térmica en la propuesta del NDC.

	Sin tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	628	350
OPEX (MM USD)	-12.722	-4.529
Costo total (MM USD)	-12.094	-4.178
Costo de abatimiento (USD/tCO₂e)	-202	-69,8

Fuente: Informe de carbono en el sector de la industria, elaborado por el ministerio de energía.

Existen también otros supuestos que se refieren a la electrificación de sistemas motrices, a la eficiencia energética y la generación eléctrica en base a biogás por medio de su captura en rellenos sanitarios, supuestos que se desvían del estudio, por ende, no se analizan en profundidad en este informe.

3.3 Inventario de gases de efecto invernadero

Las fuentes de energía no renovables son aquellas que se encuentran de forma limitada en nuestro planeta, no tienen tasa de reposición debido a que su formación es debida a procesos naturales durante millones de años, siendo conocidas estas fuentes de energía como combustibles fósiles.

Estos combustibles son productos de alto uso debido a su gran contenido energético, el buen desarrollo de tecnología para su explotación y su buen precio comparativo en años anteriores con las energías renovables, en las últimas décadas se presentó un incremento de su uso en la industria energética.

Dentro de las limitaciones de estos se encuentra su condición de proporcionar energía no renovable, una alta generación de contaminación que trae consigo consecuencias negativas para la salud y el planeta, además de las medidas de seguridad que deben ser implementadas en su operación y almacenaje, debido a su volatilidad e inflamabilidad.

Una importante variable es la desigualdad de reservas a lo largo del mundo que provoca grandes diferencias de precios por zona geográfica y por distintos periodos económicos, estando sujeto a varios factores su precio de mercado.

Los combustibles fósiles más conocidos son el carbón, el petróleo, el gas natural, todos sus derivados y también los productos petrolíferos del refinamiento del petróleo como la gasolina, el gasóleo, entre otros.

3.3.1 Carbón

Es un combustible sólido procedente de la descomposición de residuos vegetales como pantanos o regiones marinas que se encuentran en ausencia de aire en condiciones extremas por elevada presión y temperatura. Se pueden clasificar según su contenido de Carbono (C) teniendo

cuatro principales variedades: la turba (50-60% de C), el lignito (60-75% de C), la hulla (80-90% de C) y la antracita (90-95% de C).

La principal aplicación del carbón en Chile es en la generación eléctrica en centrales térmicas de ciclo Rankine, comúnmente llamadas termoeléctrica a carbón. También se utilizan en la industria metalúrgica, en procesos de transporte generalmente marítimos, además de calefacción y generación de calor en diversos procesos industriales, pero en menor cantidad.

El carbón es uno de los combustibles fósiles que mantiene un menor precio en comparación a los demás combustibles, pero es el que mantiene una de las tasas más altas de emisión de GEI de CO₂, también emite óxidos de nitrógeno y compuestos sulfurados, teniendo también partículas de hollín y gran cantidad de residuos como cenizas todos productos de su combustión, siendo es la principal razón por la cual se necesita de la aplicación de tecnologías de captura y mitigación de gases contaminantes.

El consumo del carbón mineral Chile se utiliza en la zona norte y en la zona centro sur, para la extracción y procesamiento del Hierro en Atacama (zona norte) y la producción de azúcar entre el Maule y el Bio-Bio (zona centro sur), también en menor cantidad a lo largo del país en variadas industrias, tomando relevancia en la industria del cemento en la región metropolitana.

3.3.2 Diésel

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos insolubles en agua, su origen es similar al de los demás combustibles fósiles y es mediante un proceso de descomposición y transformación de restos orgánicos cubiertos por múltiples capas de sedimentos en condiciones de alta temperatura y presión durante miles de años.

Dependiendo de su concentración y el tamaño de sus cadenas de hidrocarburos estos combustibles tienen distintas propiedades como su poder calorífico, viscosidad, densidad, etc.

El petróleo y sus derivados se extraen como crudo y mediante procesos de refinación se procesan para múltiples usos. Este tipo de combustible se utiliza en múltiples procesos y aplicaciones, en medios de transporte, en la generación eléctrica y en la producción de calor para procesos industriales. Al ser un producto que presenta una alta inestabilidad en su precio, que conlleva a que su variación tiene un gran impacto en la economía global.

El diésel en Chile es consumido principalmente en el área de transportes, siendo la principal fuente de combustible, también se usa en la generación de energía eléctrica en termoeléctricas representando cerca del 13% de la capacidad instalada total.

Con respecto a su consumo industrial se da principalmente en la zona norte del país siendo la industria del cobre la que más energía produce en base a este combustible, también se utiliza en la extracción y procesamiento de salitre y hierro entre las regiones de Atacama y Coquimbo, de igual manera se utiliza en la zona centro sur del país en la industria del papel y la celulosa entre la región del Bío-Bío y la Araucanía.

3.3.3 Gas natural

El gas natural tiene un origen y composición química similar a la del petróleo, debido a que esta mayormente formado por hidrocarburos, pero a diferencia del petróleo se encuentra en estado gaseoso, el principal hidrocarburo gaseoso que lo compone es el metano, pero también contiene etano, propano y butano en menores proporciones.

El gas natural puede ser extraído de distintos yacimientos ya sea exclusivamente de gas natural o en yacimientos compartidos con petróleo y carbón. Este gas al momento de su extracción contiene otro tipo de gases los cuales deben ser eliminados debido a su bajo poder calorífico o simplemente para lograr licuar el gas y poder transportarlo de una manera más práctica y segura.

El gas natural tiene múltiples usos, como en plantas con ciclo combinado y centrales de cogeneración que ayudan a elevar los rendimientos en la producción de calor y electricidad, igualmente tiene uso de índole doméstica al ser utilizado en la generación de agua caliente a través del gas natural licuado (GNL) en los llamados calefones y también se utiliza en forma de gas natural comprimido (GNC) en el sector de transportes.

Su consumo se desarrolla a lo largo de todo el país, una de las industrias que mayor consumo requiere es la del papel y celulosa en la región Metropolitana, también se requiere gran cantidad en la industria del cemento entre las regiones de Valparaíso y Los Lagos, mientras que en la zona austral en Magallanes se utiliza en la refinación y extracción de petróleo, incluso para la producción de metanol y en la zona norte se utiliza para el procesamiento del salitre y cobre en la región de Antofagasta.

3.3.4 Factor de emisión de gases de efecto invernadero.

El factor de emisión se define como un valor representativo que intenta relacionar la cantidad de contaminante emitido a la atmósfera con una actividad asociada a la emisión del contaminante. Estos factores son usualmente expresados como la masa del contaminante dividido por una unidad de peso, volumen, distancia o duración.

Cabe destacar desde que Chile se industrializó, su demanda energética ha aumentado con creces en el sector industrial siendo uno de los principales pilares en lo que respecta al consumo de electricidad y lo que conlleva a una gran producción de emisiones de GEI que se refleja en la Figura 3-3. En ese gráfico se observa el notable crecimiento de las emisiones emanadas por el país, pero cabe destacar que el sector de industrial se mantiene en un constante aumento, el sector de transporte aumenta a casi el doble de sus emisiones producto de la masiva llegada de automóviles al país provocando un aumento significativo en la emisión de gases de efecto invernadero principalmente de CO₂, pero el sector de la industria energética tuvo un crecimiento bastante acelerado en los últimos años, esto debido a la llegada de múltiples termoeléctricas en base a carbón que se instalaron en el país, siendo fuente de energía de altas demandas en la producción de electricidad llevando a un aumento de las emisiones contaminantes.

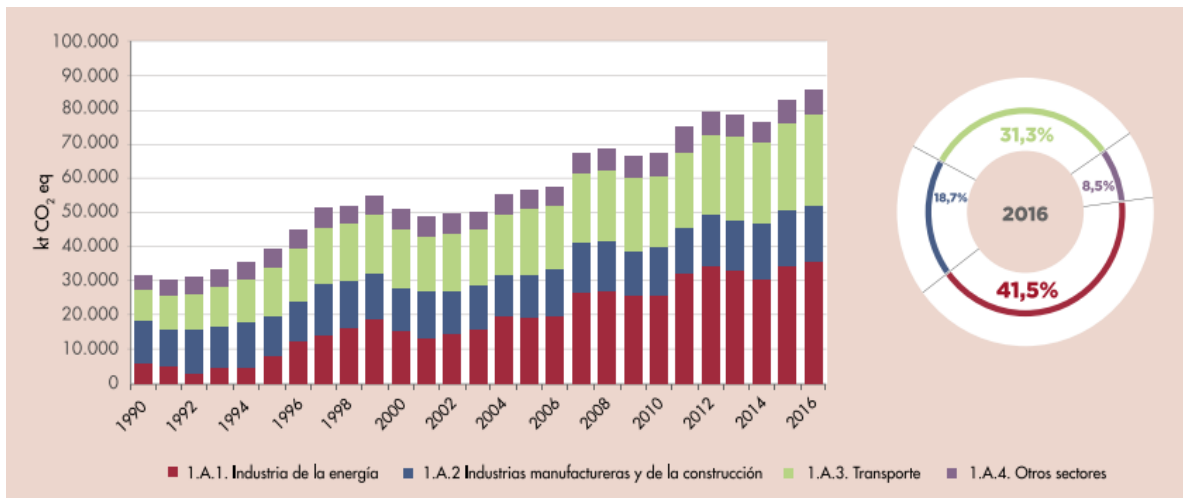


Figura 3-3 Sector Energía: Emisiones de GEI (kt de CO₂ eq) por subcategoría, serie 1990-2016 [2].

Cada combustible presenta distinta combustión al reaccionar por lo que emite distintos gases y partículas, entonces cada combustible fósil tiene distintos factores de emisión de CO₂ equivalente por TJ de energía producida que se presentan en la Tabla 3:

Tabla 3 Factores de emisión usados para la estimación de GEI en la subcategoría de Industrias.

Combustible	CO ₂			CH ₄			N ₂ O			
	F. E. por defecto	Inferior	Superior	F. E. por defecto	Inferior	Superior	F. E. por defecto	Inferior	Superior	
Petróleo crudo	73.300	71.100	75.500	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Orimulsión	r77.000	69.300	85.400	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Gas natural licuado	r64.200	58.300	70.400	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Gasolina	Gasolina para motores	r69.300	67.500	73.000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Gasolina para aviación	r70.000	67.500	73.000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Gasolina para motor a reacción	r70.000	67.500	73.000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Queroseno para motor a reacción	r71.500	69.700	74.400	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Otro queroseno	71.900	70.800	73.700	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Exquisito bituminoso	73.300	67.800	79.200	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Gas/Diesel Oil	74.100	72.600	74.800	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Fuelóleo residual	77.400	75.500	78.800	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Gases licuados de petróleo	63.100	61.600	65.600	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3	
Etano	61.600	56.500	68.600	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3	
Nafta	73.300	69.300	76.300	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Bitumen	80.700	73.000	89.900	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Lubricantes	73.300	71.900	75.200	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Coque de petróleo	r97.500	82.900	115.000	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Alimentación de procesos de refinería	73.300	68.900	76.600	r 3	1	10	0,6	0,2	2	

Fuente: Equipo Técnico de Energía del MINENERGIA con base en las Directrices del IPCC de 2006

Estos valores se utilizan en el cálculo de emisiones contaminantes que serán sustituidas por la energía termosolar en la producción de calor en el presente informe.

3.4 Energía termosolar y los sistemas de integración.

Gran parte de los procesos industriales que demandan calor son utilizados para la elevación de temperatura de un flujo de fluidos, ya sea para generación de corrientes de aire utilizado en procesos de secado o en el aumento de temperatura de fluidos de trabajo (agua u otros) para distintos usos. Por ejemplo, en lavado de objetos, para uso sanitario o en mezclas que necesiten una inyección de calor al proceso. También existen procesos que requieren del calentamiento de algún depósito en específico, función que desempeñan los hornos, las calderas, entre otras máquinas térmicas.

Debido a las altas temperaturas que requieren algunos procesos de fundición en la industria metalúrgica. Por ejemplo, para la fundición de hierro se utilizan fluidos térmicos especializados que soportan altas temperaturas y no se degradan rápidamente en el tiempo, por lo general son sales térmicas. También se usan para sistemas de baja temperatura, agua o aceites térmicos como fluido de transporte para transferir la energía captada. Es por esta razón que la energía termosolar ha representado un rápido desarrollo en la industria energética, en la producción a gran escala a lo largo del mundo al ser una fuente de energía limpia, mostrando ser muy cotizada en los últimos años por ser prácticamente ilimitada debido a la radiación solar que llega a la superficie terrestre, esta ventaja al ser implementada con almacenamientos térmicos los cuales permiten la extensión de horas de trabajo, al permitir continuar con la producción en horarios en los cuales no se capta energía del sol (horario nocturno) permitiendo funcionar prolongadamente.

Estos contenedores adiabáticos almacenan la energía en forma de calor gracias al traspaso desde el fluido de trabajo que circula en el campo solar (colectores) hacia el fluido contenido en los tanques de almacenamiento, gracias a los intercambiadores de calor que son los encargados de traspasar la energía para satisfacer la demanda del proceso en horarios con menor irradiación solar, tema a analizar en profundidad en secciones posteriores.

De acuerdo al proceso con el cual se esté trabajando es importante tener en cuenta las condiciones de demanda del proceso (demanda energética, temperatura del proceso, horas de trabajo, entre otras) y las condiciones con las cuales se cuenta (radiación global y directa, temperatura ambiente, porcentaje de nubosidad, espacio disponible, entre otras más), pero también es sumamente importante definir el sistema de integración térmico a utilizar, el cual depende de los factores anteriormente mencionados.

3.4.1 Sistemas de Integración

Los sistemas de integración para aplicaciones industriales requieren de estrategias de control y almacenamiento para manejar el suministro no continuo de la energía solar. El diseño y tamaño del almacenador debe ser preciso para cada proceso, teniendo en cuenta el perfil de demanda específico que se pide, para esto es necesario desarrollar un modelo técnico-económico eficiente.

Debido a lo anterior es que se plantean tres principales sistemas de integración de las tecnologías solares térmicas que son utilizados comúnmente en procesos industriales:

- En el primer sistema de integración el fluido de trabajo se utiliza como fuente principal en el proceso térmico, utilizándose directamente en el proceso demandante. Se puede implementar una conexión directa desde el colector solar al proceso de trabajo, en el cual el fluido calor portador se inyecta directamente al proceso industrial como se observa en la Figura 3-4, este sistema se utiliza principalmente en procesos de baja temperatura hasta los 120°C aproximadamente.

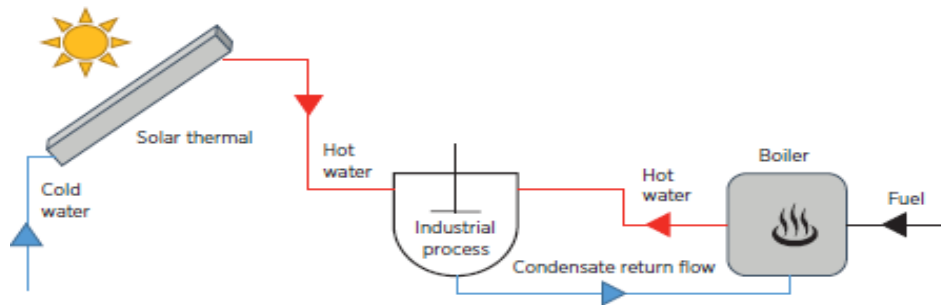


Figura 3-4 Sistema de Integración directa al proceso industrial [3].

- El segundo sistema de integración el cual utiliza como una fuente adicional de precalentamiento del fluido para calderas de vapor u hornos industriales que son alimentados con combustibles fósiles, que agregan una fracción solar a la demanda del proceso. Este sistema se utiliza cuando la demanda de calor es mayor a la proporcionada por el sistema solar térmico, debido a necesidades de temperaturas muy altas en comparación con las temperaturas máximas de operación de la tecnología a utilizar, en la Figura 3-5 se observa un esquema general del sistema.

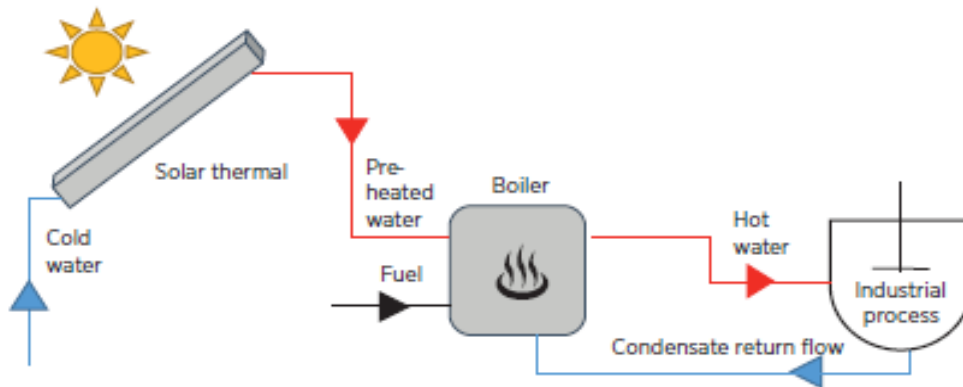


Figura 3-5 Sistema de integración directa para el precalentamiento de una máquina térmica [3].

- Otro sistema de integración en el cual la fuente de calor se administra a través de un fluido circulante que se almacena en un contenedor térmico, para distribuir o traspasar la energía recolectada a través de un intercambiador de calor al proceso térmico, para así controlar el flujo térmico según los requerimientos del proceso, logrando suministrar de acuerdo a las condiciones que imponga el consumo como se observa en la Figura 3-6, una de las mayores ventajas de este sistema es que puede garantizar calor por un periodo más prolongado, incluso durante horas nocturnas por el uso del almacenador térmico.

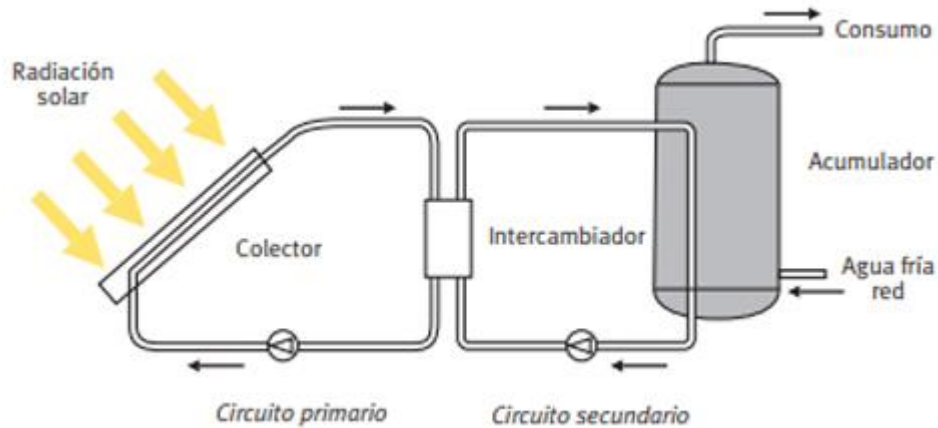


Figura 3-6 Sistema de integración a través de un acumulador térmico[4].

3.5 Recurso solar en Chile

El sol es la principal fuente de vida en la Tierra, es esencial en la producción de oxígeno a través de la fotosíntesis, proceso vital para la gran mayoría de los organismos que conviven en el planeta, ayuda a satisfacer gran parte de las necesidades de la sociedad, como su alimentación, visibilidad, estabilidad de ecosistemas, entre muchas otras actividades en las que tiene gran importancia y es el elemento principal de la tecnología termosolar siendo clave en el presente estudio.

Se utiliza este recurso solar como fuente de energía para la generación de electricidad y calor en diversos procesos térmicos, gracias al avance de la ciencia es posible aprovechar este recurso de forma racional obteniéndose un gran potencial de energía constante diariamente, al ser una fuente totalmente renovable y libre de residuos al momento de captar y entregar esta energía.

Para el estudio de factibilidad técnica se debe realizar a un análisis del recurso solar disponible en las zonas de investigación, para clasificar que tecnologías de captación se adecuan mejor a su demanda. Para ello se debe analizar la radiación solar, el índice de transparencia atmosférico, entre otros factores climáticos para establecer el potencial disponible que dispone la zona en estudio.

3.5.1 Radiación solar

La radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por la estrella más cercana a la tierra (el sol), producto de las reacciones de fusión que se generan libera grandes cantidades de energía en forma de radiación solar, sin embargo, solo $\frac{3}{4}$ de esta traspasan la atmosfera para luego incidir sobre la superficie terrestre.

La cantidad de energía solar que se puede obtener depende de la cantidad de radiación recibida, la cual a su vez depende de la época del año, de la eficiencia de las tecnologías de captación, de las formas de almacenamiento y el consumo de la energía captada.

La magnitud que mide la radiación es la irradiancia, que se define como la potencia luminosa por unidad de superficie que alcanza a la tierra en un instante, midiéndose en W/m^2 . Mientras que la irradiación es la energía que se percibe en una superficie por un periodo de tiempo midiéndose en Wh/m^2 o J/m^2 .

En función de cómo reciben la radiación solar los objetos situados en la superficie terrestre se logran distinguir los tipos de irradiación:

- **Irradiación directa:** Es la radiación que llega directamente del sol sin haber sufrido cambio alguno en su dirección en su paso por la atmósfera. Es la mayor y la más importante en las tecnologías de concentración. A la vez se clasifica en:
 - **Irradiancia directa normal:** Es la radiación directa que llega en la misma dirección del rayo incidente.
 - **Irradiancia directa horizontal:** Es la radiación directa que llega a una superficie horizontal.
- **Irradiación difusa:** Es la que se recibe del sol después de ser desviada en la atmósfera, es la cual se recibe a través de las nubes y del cielo azul. Si no existiera el cielo se vería negro durante el día.
- **Irradiación reflejada:** Es la radiación directa y difusa que se recibe por reflexión en el suelo u otras superficies próximas.
- **Irradiación global:** se entiende como la suma de las irradiaciones directa, difusa y reflejada sobre la misma superficie siendo el total de la radiación que incide sobre un mismo lugar.

3.5.2 Potencial solar en Chile

Dentro del territorio nacional hay distintos niveles de radiación, pero en la zona norte es la que presenta un mayor potencial de radiación en el país y en el mundo, durante la mayor parte del año se presentan buenas condiciones para la captación de radiación, producto de aquello en los últimos años se han instalado varias centrales de tecnología fotovoltaica y un par de centrales termosolares de colectores cilindro parabólicos y una torre CSP en el sector de María Elena en la región de Antofagasta.

La información de la irradiación se obtiene a través del explorador solar del ministerio de Energía [5]. Este explorador es de uso público y gratuito, que cuenta con herramientas en línea del tipo geográficas denominadas “Exploradores”, esas herramientas destinadas al análisis de los recursos solares permiten obtener los datos de manera gráfica o en formato Excel con sus datos específicos según la ubicación seleccionada, dentro de los datos graficados que entrega es la radiación solar disponible en esa ubicación y su variabilidad en el tiempo, además de otros parámetros que ayudan con el presente estudio, de igual manera cuenta con una herramienta para el cálculo de generación eléctrica fotovoltaica y el dimensionamiento de un sistema solar térmico para agua caliente sanitaria para el autoconsumo de una manera más sencilla.

A continuación en la Tabla 4 se presentan las principales ciudades del país con sus respectivos promedios anuales de irradiación global e irradiación directa normal que se utilizan en el modelo técnico para el estudio de factibilidad, además en el Anexo B se adhiere el mapa de irradiación global e irradiación directa normal del territorio chileno proporcionado por el World Bank Group y preparado por Solargis.

Tabla 4 Principales ciudades de Chile con su respectivo potencial de irradiación diario promedio.

Ciudad	Irradiación global (kWh/m²/Día)	Irradiación directa normal (kWh/m²/Día)
Arica	5,71	6,99
Iquique	5,57	6,53
Calama	7,13	10,43
Antofagasta	6,03	7,75
Copiapó	6,19	8,44
Coquimbo	4,64	5,73
Valparaíso	4,82	6,09
Los Andes	5,78	8,08
Santiago	5,08	6,27
Rancagua	5,34	7,28
Talca	5,11	6,86
Chillán	5,01	6,80
Concepción	4,72	6,20
Temuco	4,27	5,45
Valdivia	4,18	5,24
Puerto Montt	3,61	4,14
Coyhaique	3,75	4,17
Punta Arenas	3,04	3,48

Fuente: Base de datos del Explorador Solar, 2020.

3.5.3 Perfil diario promedio de radiación global en Chile

La energía que se produce está directamente relacionada con la radiación, es por esto que se debe fijar un perfil de trabajo, el cual depende de las horas de energía que logra proporcionar el sol, en la Figura 3-7, se observa el perfil diario de la irradiancia promedio de enero a diciembre durante las 24 horas del día en la ciudad de Antofagasta, figura brindada por el explorador solar del ministerio de energía:

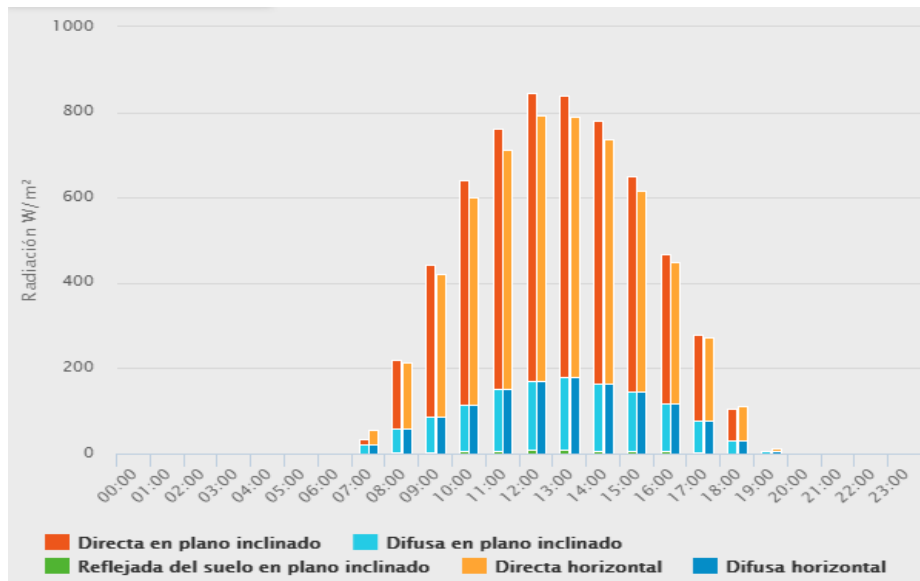


Figura 3-7 Ciclo diario de radiación en Antofagasta.

El perfil de radiación anual varía según la posición del sol respecto a la superficie de estudio, variando dicho recurso respecto al mes consultado, viéndose reflejado en la Figura 3-8 con un menor recurso solar en los meses de invierno.

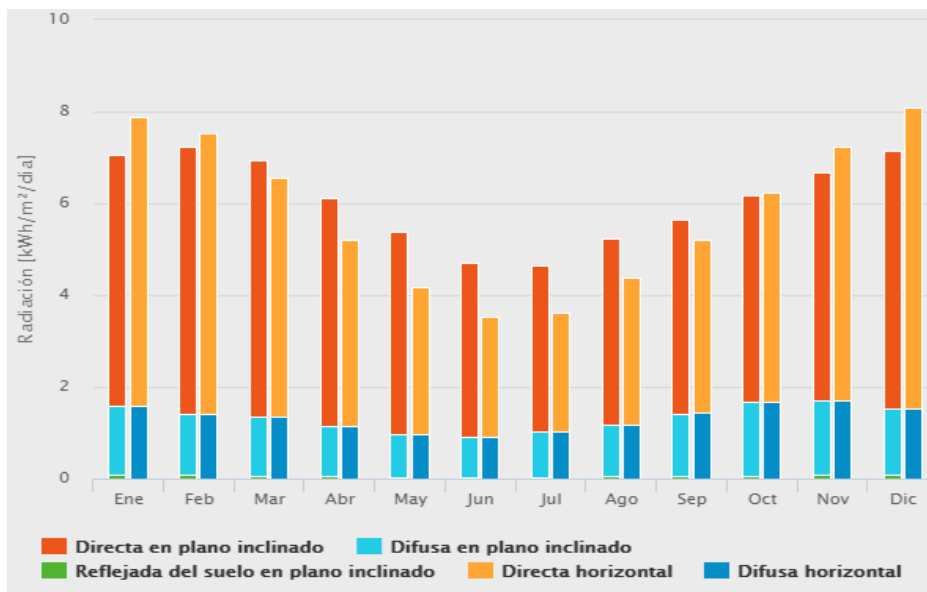


Figura 3-8 Ciclo anual de radiación en Antofagasta

3.6 Tecnologías de colectores solares.

El elemento principal en el traspaso de la energía radiante del sol al fluido caloportador son los colectores solares. Estos colectores solares son dispositivos que se utilizan para captar la energía que se irradia desde el sol para luego convertirse en energía térmica. Los colectores solares pueden categorizarse de distintas maneras de acuerdo a su temperatura de trabajo, a los usos que se les

entrega o de acuerdo a su forma de recolección de la energía, clasificándose en colectores de concentración o de alta temperatura y en colectores no concentrados o de baja temperatura.

En los colectores no concentrados generalmente el área bruta del colector es igual al área de absorción de radiación, esto se refiere a que el total del área del colector es usado para la captación de recurso solar. Debido a las características de este tipo de tecnologías es posible que no solo capten la radiación directa, sino que también aprovechan la radiación difusa que se encuentra en el ambiente, por lo tanto, para este tipo de colectores se considera la irradiación global en los cálculos.

Dentro de esta categoría se encuentran las siguientes tecnologías:

- Flat Plate Collector o colectores de placa plana (FPC).
- Evacuated Tube Collector o colectores de tubos de vacío (ETC).
- Compound Parabolic Collectors o colector parabólico compuesto (CPC)

En cuanto a los colectores concentrados se encuentran compuestos por espejos que buscan concentrar la energía del sol en un punto focal, aprovechando de una manera más eficiente la radiación directa, debido a esta característica es que la radiación difusa en este tipo de tecnología no es compatible debido a su tecnología de captación.

En esta clasificación se encuentran las siguientes tecnologías:

- Parabolic Trough Collector o colectores cilindros parabólicos (PTC).
- Linear Fresnel Collector o colectores lineales de Fresnel (LFC).
- Parabolic Dish Reflector o Receptor de disco parabólico (PDR).
- Heliostat Field Reflector o Receptor de torre central (HFR).

Debido a las diversas temperaturas de los distintos procesos térmicos de cada industria y su recurso solar, es que cada tecnología se adecua mejor de acuerdo a los requerimientos del proceso, siempre primando tener una buena eficiencia en el proceso al menor costo posible.

3.6.1 Colectores solares no concentrados o de baja temperatura

Estos colectores se posicionan en una dirección y orientación fija para recolectar la mayor cantidad de recurso solar, esta posición depende de los ángulos de inclinación de la zona geográfica y su orientación depende de la latitud geográfica en la cual sea instalado.

Esta tecnología demuestra buenos desempeños tanto en cielos parciales como nublados, entregando eficiencias razonables con una alta irradiación difusa. Generalmente se usan en zonas más nubladas ya que son mucho más eficientes que los colectores concentrados y también son usados para procesos de baja temperatura debido al bajo costo comparativo con los colectores concentrados.

3.6.1.1 *Colectores de placa plana (FPC).*

Los colectores de placa plana son del tipo de colectores que pueden recolectar tanto radiación directa como difusas, se pueden clasificar en colectores de placa plana con cubierta y sin cubierta.

El colector de placa plana con cubierta tiene una o varias láminas generalmente de vidrio las cuales aíslan el fluido calorportador del ambiente para minimizar las pérdidas. Además, cuando la energía solar incidente se transmite sobre la cubierta cristalina llegando al absorbedor, este absorbe un porcentaje un mayor que en el caso de los colectores de placa plana sin cubierta. Los colectores de placa plana sin cubierta se utilizan generalmente para temperaturas de operación bajas, debido a su menor eficiencia, pero son usados en la industria debido a su menor costo al no utilizar cubiertas ni gases inertes para su aislación.

La eficiencia del colector de placa plana con cubierta depende de la relación de aspecto (longitud/ancho), en conjunto con la relación de aspecto del colector que relaciona el área bruta con el área de absorción. Para maximizar esta eficiencia es necesario disminuir las pérdidas que tiene el colector tanto por conducción, convección y radiación. Otro factor importante es la ubicación del colector, generalmente son orientados según el ecuador y direccionados hacia el norte en el hemisferio sur, todo esto acompañado del correcto ángulo de inclinación de acuerdo a la latitud geográfica en la cual se encuentra.

Esta tecnología es capaz de elevar la temperatura del fluido calorportador utilizando radiación directa o radiación difusa, siendo dominante en días nublados ya que el calor en la atmosfera es absorbido y utilizado como fuente de energía. Estos colectores son comúnmente utilizados en aplicaciones residenciales y para pequeñas aplicaciones en sistemas comerciales, debido a su buena rentabilidad que presenta su diseño simple de bajo costo, además que presentan instalaciones y puestas en marcha más fáciles en comparación a los otros colectores. Cabe destacar que estos colectores se encuentran limitados por la temperatura de operación que pueden alcanzar, ya que para mayores requerimientos de calor su eficiencia disminuye.

Debido al paso de las múltiples investigaciones que se han realizado y las nuevas prestaciones que se le han asignado se ha mejorado su eficiencia y se ha ampliado su rango de temperatura de operación por ende se ha utilizado en procesos industriales de baja temperatura de hasta 100°C normalmente, pero con todas las mejoras e implementaciones existen colectores FPC que alcanzan temperaturas de operación de hasta 150°C.

A continuación, se presenta el esquema general de un colector de placa plana en el cual se observa la incidencia de la radiación solar que la cual entra y traspasa la cubierta, llegando a la placa absorbidora para traspasar la energía captada a los tubos de cobre por los cuales pasa el fluido de transporte, además se observa que en la parte inferior se encuentra una placa aislante para disminuir las pérdidas térmicas.

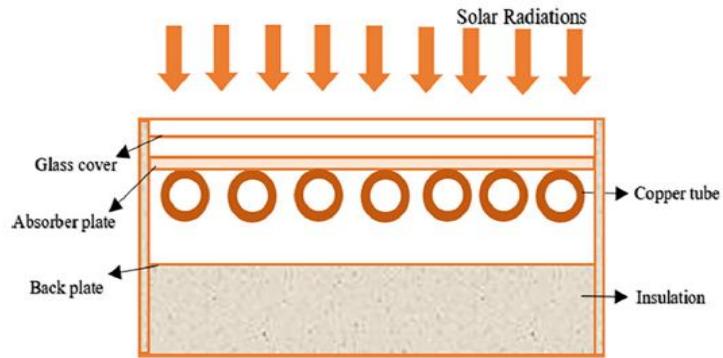


Figura 3-9 Colector de placa plana.

3.6.1.2 Colectores de tubo de vacío (ETC).

Esta tecnología de colectores consiste en un sistema de tubos de vidrio soportados sobre un bastidor cubierto con una placa absorbente, que absorbe la energía radiante del sol y se transmite al fluido calorportador que cambia de fase y por diferencias de presión se lleva el fluido en estado gaseoso en forma de vapor para transportar el calor absorbido, este sistema de tubos al vacío dificulta la pérdida del calor del colector, debido a la geometría cilíndrica de sus tubos que permite aprovechar de mejor manera la radiación que en los colectores FPC, incluso con luz solar baja como en las mañanas, tardes o en días nublados permitiendo que los rayos incidan de forma perpendicular sobre los tubos la mayor parte del día. Además, los colectores de tubos de vacío soportan condiciones más adversas en cuanto a temperaturas mínimas que los colectores FPC, siendo utilizados en lugares con grandes cambios de temperaturas ambientales.

De igual manera que los colectores FPC la eficiencia de los colectores de tubo de vacío depende en gran parte de las pérdidas térmicas por conducción, convección y radiación. A mayores temperaturas se obtienen mayores pérdidas y por ende una menor eficiencia en el colector. El rango de operación de esta tecnología oscila entre los 50°C hasta los 200°C siendo esta su temperatura de estancamiento normal.

Este tipo de tecnología se utiliza en aplicaciones de calefacción industrial y comercial, es una buena alternativa de calefacción domestica en lugares con cielos más despejados, la principal desventaja de estos colectores es su alto costo comparativo con los colectores FPC estándar, elevando los costos de inversión inicial.

En la Figura 3-10 se observa el esquema básico de funcionamiento en el cual incide la radiación solar, se eleva la temperatura del líquido interior que por diferencia de presión asciende para luego realizar el intercambio de energía al fluido de trabajo de la central.

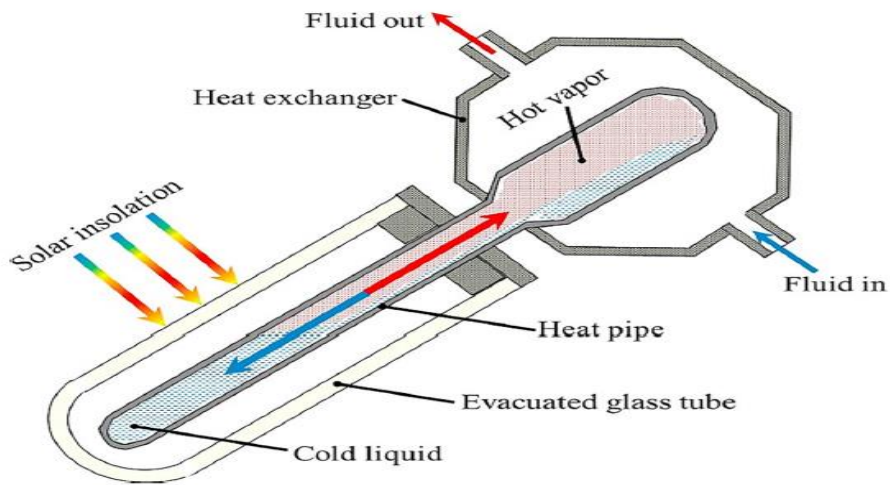


Figura 3-10 Colectores de tubos de vacío.

3.6.1.3 Colector parabólico compuesto (CPC).

Este tipo de colectores tienen la capacidad de absorber prácticamente toda la luz emitida a la boca de ellos, logrando captar gran proporción de radiación difusa y radiación directa sin tener un sistema de seguimiento como lo utilizan los heliostatos, además de estar recubiertos por una lámina de vidrio que lo protege del polvo y otros agentes que disminuyen su efectividad, teniendo en su interior un tubo en el cual se concentran los rayos de radiación debido a la forma parabólica de los canales de su placa.

Estos colectores son similares a los de placa plana en el factor de posicionamiento ya que deben fijarse en un ángulo específico en función de su posición y ubicación respecto a la trayectoria solar diaria. Debido a su geometría es capaz de absorber radiaciones incidentes en una amplia gama de ángulos al poseer una geometría parabólica como se observa en la Figura 3-11, esta tecnología no es tan conocida como las anteriores, pero debido a su mejora en la eficiencia óptica debido a la brecha de aire que se forma entre la lente y el reflector reduce pérdidas ópticas debido a la reflexión total interna, mejorando su eficiencia.

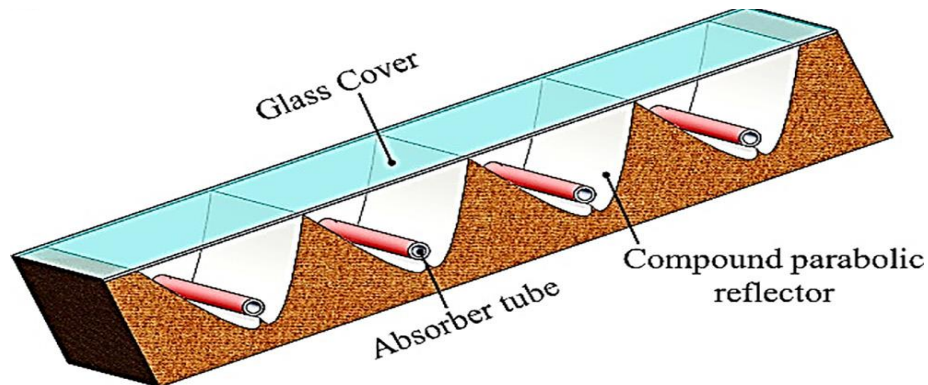


Figura 3-11 Colector cilíndrico compuesto.

3.6.2 Colectores concentrados o de alta temperatura.

Este tipo de tecnología de concentración presenta mejores eficiencias que las tecnologías sin concentración, además es posible obtener temperaturas más altas que las otras tecnologías. Sin embargo, estas tecnologías no son capaces de aprovechar de mejor manera la radiación difusa que circula en el ambiente a diferencia de las tecnologías sin concentración debido a una menor relación de concentración en comparación a los colectores sin concentración.

Un punto importante en este tipo de tecnología es el área de absorción que mantienen estos colectores ya que esta área es una fracción del área bruta del colector, esta relación se hace llamar relación de concentración de áreas siendo la relación entre el área de absorción y el área bruta del colector como se presenta a continuación:

$$C = \frac{A_a}{A_b}$$

La geometría propuesta por esta tecnología logra reducir las pérdidas y además mantener altas temperaturas, esto es debido a que mantiene una menor área de pérdida en comparación con los sistemas sin concentración. El sistema funcional está compuesto por la combinación de concentradores y receptores. Los concentradores son los encargados de concentrar la potencia reunida por el receptor, pueden ser continuos o no continuos y cilindros o parabólicos, además el receptor es el encargado de recibir la radiación solar para enfocarla en el concentrador que puede ser plano, convexo, cóncavo o cilíndrico siendo cubierto o descubierto por alguna placa con función aislante.

En los colectores de concentración el posicionamiento del sistema óptico es sumamente importante debido al movimiento del sol a lo largo del día, en general para generar una maximización de esta característica se utiliza un sistema automatizado o mecánico de seguimiento solar (heliostatos). Este sistema de seguimiento es sumamente importante ya que esta tecnología utiliza la irradiación directa normal y al no recibir los rayos directos del sol no producen energía.

3.6.2.1 Colector cilindro parabólico (PTC).

Es un concentrador de energía solar térmica diseñado con forma cilíndrica para captar de manera más eficiente la radiación solar directa que incide en una gran superficie para luego concentrarla en un punto focal con una menor área, así concentrar la energía solar captada, el absorbedor es un tubo de vidrio cubierto por un metal negro absorbente situado en la línea focal, que producto de esta menor área de absorción experimenta menores pérdidas de calor para entregar mejores eficiencias a altas temperaturas de trabajo en comparación con las tecnologías sin concentración, en la Figura 3-12 se observa un esquema de su funcionamiento [6].

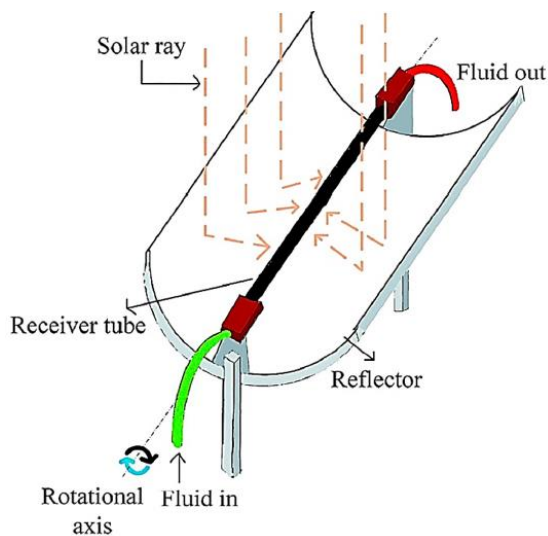


Figura 3-12 Colector cilindro parabólico.

Los colectores cilindro parabólicos solo captan la radiación directa siendo una gran desventaja en días con nubosidad, ya que no logra enfocar los rayos incidentes del sol, también cuando el colector se desalinea del recorrido solar disminuye drásticamente su eficiencia, pero para este problema es utiliza un sistema de seguimiento mecánico el cual orienta los colectores hacia el sol manteniendo el tubo de calor o de concentración en el punto focal correcto durante todo momento, además de proteger al colector en condiciones ambientales peligrosas como ráfagas de viento, sobrecalentamiento u otras. Al realizar esta acción de mantener la radiación enfocada en el punto focal es posible alcanzar mayores temperaturas de hasta 400°C gracias al fluido calorportador, para altas temperaturas son usan sales o aceites térmicos que permiten transportar una mayor cantidad de energía que los fluidos comúnmente usados como el aire, el agua y el glicol [6].

3.6.2.2 Colector Lineal de Fresnel (LFC).

Su funcionamiento es similar al de los colectores cilindro parabólicos a diferencia que en vez de espejos parabólicos utiliza espejos planos para concentrar la radiación solar en un tubo receptor el cual contiene al fluido de trabajo. De esta forma estos colectores están compuesto de largas filas de espejos planos y en su lineal focal se encuentra este tubo absorbente a una altura entre 7 y 10 metros de los espejos, dependiendo del número de espejos del colector. Los lentes tipo Fresnel son más delgados que los convencionales logrando desviar los rayos a través de diferentes perfiles concéntricos, por ende, es más fácil concentrar los rayos con estos espejos delgados y planos que con solo un gran espejo curvo, al girar estos espejos delgados durante el seguimiento del sol para concentrar la luz en el tubo absorbente el cual se encuentra encima de ellos como se muestra en la Figura 3-13 [6].

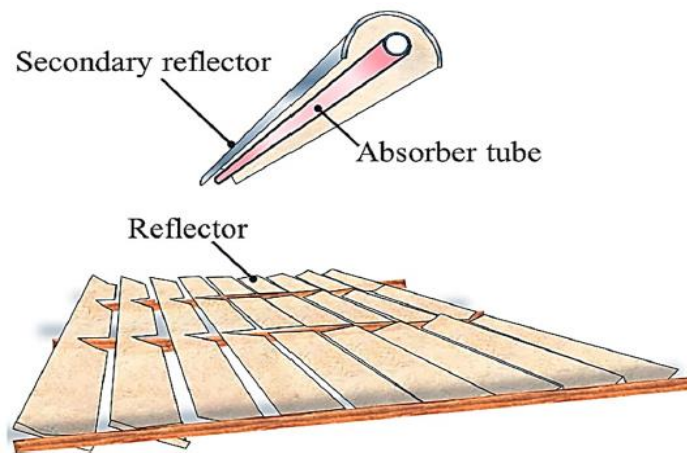


Figura 3-13 Colector Lineal de Fresnel.

Un inconveniente importante de esta tecnología es que el sistema de espejos requiere un gran espacio entre los reflectores para evitar el efecto de sombra el cual es un espejo o reflector que se interpone entre el rayo incidente de sol y el espejo receptor. Sin embargo, esto se puede reducir al elevar los tubos absorbentes, pero al realizar este cambio se eleva también el costo del sistema. Otra diferencia es la temperatura máxima de trabajo ya que es un tanto menor a la de los colectores PTC llegando hasta los 380°C [6].

Es comúnmente utilizado en zonas desérticas donde los grandes espacios no representen un gran problema en la inversión inicial.

3.6.2.3 Receptor de disco parabólico (PDR).

Este tipo de tecnología es comúnmente utilizada para la generación de energía eléctrica por su alta eficiencia en la conversión de energía térmica en electricidad, debido a que sus unidades autónomas están conectadas a motores Stirling llegando a eficiencias de conversión entre los 25-30% en condiciones nominales de operación. Además, por su gran área de captación en conjunto con su geometría logran altas relaciones de concentraciones, por tanto, alcanza temperaturas de hasta 500°C con facilidad.

El concentrador está compuesto de una superficie altamente reflectora del tipo paraboloide de revolución. La superficie reflectora se consigue en base a espejos de vidrio o películas reflectantes, teniendo el disco completo con diámetros de apertura desde los 7 a los 17 metros. Mientras que el receptor tiene la función de absorber la radiación solar reflejada por el plato concentrador y debe transferir esta energía absorbida al fluido de trabajo de la maquina térmica a la cual se asocia [6].

El disco parabólico necesita reubicarse constantemente de tal forma que los rayos de la radiación directa del sol estén paralelos al eje de la parábola para maximizar su eficiencia, se debe realizar un seguimiento en dos ejes teniendo un ángulo acimut que gire paralelo a la tierra y otro ángulo que controle la elevación del disco.

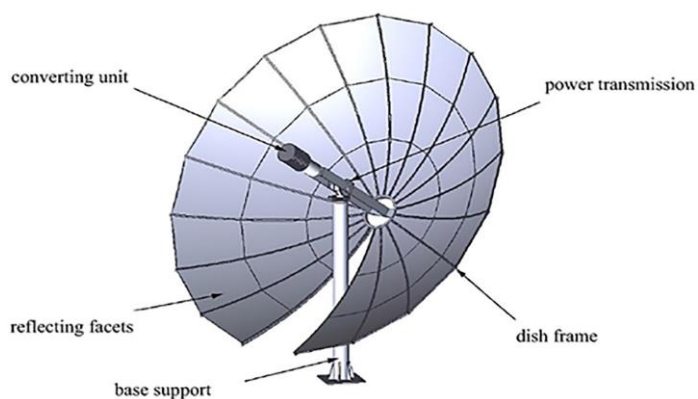


Figura 3-14 Colector de disco parabólico.

3.6.2.4 Receptor de torre central (HFR).

Sistema de captación de radiación solar mediante el enfoque de heliostatos en el punto superior de una torre en la cual se encuentra el absorbedor o el intercambiador de calor directo, el cual es el encargado de absorber y transferir la energía al fluido de trabajo que es transportado directamente al almacenador térmico, desde ahí distribuye la energía captada utilizando el sistema de integración a través del almacenador térmico. La radiación solar es dirigida al absorbedor de la torre a través de heliostatos (espejos planos) con los cuales pueden alcanzar altas razones de concentración generando centrales de potencia fácilmente superiores a los 100 MW como la central de cerro dominador en María Helena cerca de Antofagasta.

En este tipo de tecnología es esencial el correcto uso de los heliostatos los que permiten captar la radiación solar y redirigirla hacia la torre central, en general son espejos planos con un mecanismo de movimiento que permite realizar un seguimiento a la radiación directa normal gracias a un sistema de control que coordina todos estos espejos para focalizar la energía en un punto. La distribución de este campo de heliostatos depende de donde está ubicada la planta ya que de esto depende la orientación que deben realizar para el seguimiento del sol, buscando generar la mejor recepción para luego redirigirla a la torre central sin mayores inconvenientes [6].

La torre en la cual se encuentra el receptor central es una gran estructura pudiendo ser de hormigón o una estructura metálica, la cual posee una altura elevada para evitar las sombras en los colectores y así disminuir las pérdidas. Mientras que el receptor central se encuentra ubicado en la parte superior de la torre siendo este el encargado de recibir, absorber y transformar toda la radiación que es concentrada por los heliostatos en energía térmica, a través de un aumento de entalpia en el fluido de trabajo.

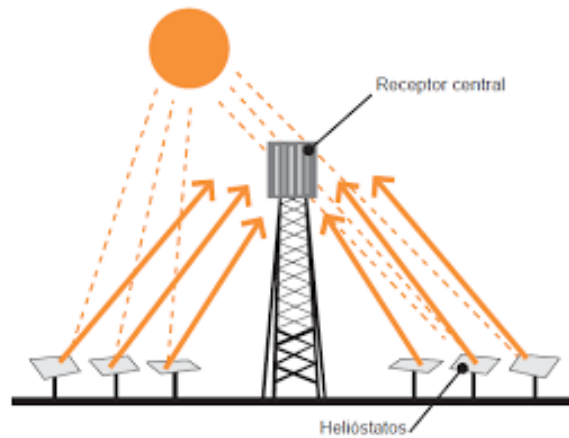


Figura 3-15 Receptor de torre central.

A continuación, en la Tabla 5 se resume la información más relevante de estas tecnologías, en el cual se incluye su rango temperaturas de operación, la relación de concentración alcanzada, si es una tecnología de concentración o no, entre otros aspectos que se consideran relevantes:

Tabla 5 Resumen de información relevante de las tecnologías solare térmicas [6].

	FPC	ETC	CPC	PTC	LFC	PDR	HFR
Tipo de absorbedor	Placa	Placa	Tabular	Tubular	Tubular	Focal	Focal
Razón de concentración	1	1	1-5	15-45	10-40	100-1000	100-1500
Rango de Temperatura (°C)	30-150	50-200	60-240	60-400	60-380	100-500	150-565

Además, en la siguiente tabla se observan los valores de las eficiencias de las tecnologías termosolares usadas en la investigación de acuerdo a su temperatura de operación:

Tabla 6 Valores de la curva de eficiencias de las tecnologías termosolares utilizadas de confección propia.

Top [°C]	FPC-EF	ETC-EF	PTC-EF	LFC-EF
25	87%	69%	76%	66%
50	79%	66%	75%	66%
75	69%	63%	75%	66%
100	58%	60%	75%	66%
125	46%	56%	74%	66%
150	33%	52%	74%	66%
175	0%	47%	73%	65%
200	0%	41%	72%	65%
225	0%	0%	72%	65%
250	0%	0%	71%	64%
275	0%	0%	70%	64%
300	0%	0%	69%	63%
325	0%	0%	68%	62%
350	0%	0%	67%	62%
380	0%	0%	66%	61%
400	0%	0%	65%	0%

Estos valores se ven representados en las curvas de eficiencia de cada tecnología en la siguiente figura:

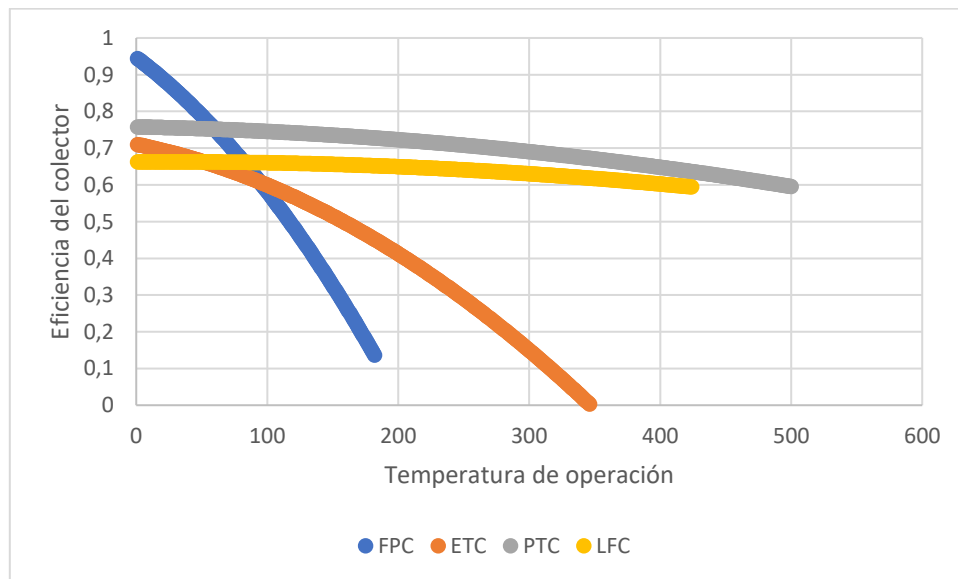


Figura 3-16 Curva de eficiencia de los colectores solares térmicos utilizados en el informe.

3.6.3 Fluidos de Trabajo (HTF)

Los fluidos térmicos de transferencia (Heat Transfer Fluid) son el medio de transporte de la energía capturada por los colectores solares y están encargados de transmitirla a los procesos demandantes de distintas formas, que dependen de los sistemas de integración con los que cuenta la planta.

La elección del HTF es un aspecto sumamente importante en la confección y modelación de una planta solar térmica, por ende, debe cumplir con los siguientes requerimientos:

- Alta capacidad térmica específica (C_p)
- Baja viscosidad para reducir las pérdidas por bombeo.
- Alto punto de solidificación y evaporación.
- No favorezca la corrosión, mejor cierta tendencia alcalina.
- No se inflamable.
- No tóxico y biodegradable.

Siendo los criterios más importantes para tener en consideración:

- **Calor específico del fluido:** aspecto importante en el análisis térmico por cuanto energía puede transportar este fluido sin cambiar de fase, llevándola hasta el punto de integración del sistema.
- **Rango de temperatura de trabajo:** este aspecto técnico es muy importante debido a que, si se trabaja con temperaturas más elevadas que el rango de trabajo del HTF, puede causar inestabilidad térmica disminuyendo la vida útil del fluido y los componentes de la central, también puede haber cambios de fase de líquida a vapor, que conlleva a un aumento de presión conduciendo a un posible accidente en la planta. También es sumamente relevante el punto de congelación con el cual trabaja el fluido, ya que si este valor es alto alrededor de 80°C cuando no se encuentre en funcionamiento se verá afectado negativamente por las bajas temperaturas del ambiente, viéndose dañado el HTF y debiendo utilizar un sistema auxiliar para iniciar su arranque, por tanto, disminuye la eficiencia de la central.
- **Degradación con el uso:** esto afecta tanto técnico como económicamente puesto que puede recaer en una disminución de la eficiencia de la captación de calor del colector, además que una rápida degradación significa que aumentan los costos debido a su continuo recambio.
- **El costo de inversión y operación:** es un aspecto que afecta a los costos variables en la factibilidad económica, por ende, es importante elegir adecuadamente el HTF considerando los costos que trae consigo, puesto que al utilizar fluidos de un mayor precio eleva los costos de operación.

Tabla 7 Fluidos de trabajo en tecnologías solares térmicas [7].

Fluido de transferencia	Rango de Temperatura de operación [°C]	Tecnologías aptas
Aire	20-80	FPC, ETC
Agua	50-95	FPC, ETC, CPC,
Vapor	100-350	PTC, LFC
Aceites Térmicos	120-550	FPC, PTC, LFC, HFR
Sales	150-600	PTC, HFR, PDR

3.6.4 Fluidos en sistemas de almacenamiento térmico

Los fluidos térmicos más utilizados en los sistemas de almacenamiento térmico son sales fundidas como el nitrato de sodio o compuestos de potasio, siendo su principal función conservar el calor proporcionado en altas temperaturas, en general estas sales por los rangos de temperatura en las cuales se utilizaban se funden y se hacen líquidas, de esta forma se pueden calentar hasta mayores temperaturas siendo vitales en los sistemas de almacenamiento.

Los criterios más importantes para considerar en la selección de sales a utilizar son:

- Rango de Temperatura de trabajo (Temperatura de fusión).
- Degradación con el uso.
- Volumen de almacenamiento requerido.
- Costo de inversión y operación.
- Experiencias previas en plantas activas.

En la utilización de sales es importante mantener una temperatura de trabajo superior a su temperatura de solidificación constantemente para así evitar su cambio de fase.

El volumen del almacenamiento del tanque dependerá principalmente del poder calorífico del fluido de almacenamiento, considerando los posibles escenarios de acuerdo a los rangos de temperaturas de trabajo a los cuales serán sometidas.

Tabla 8 Tecnologías de almacenamiento térmico [7].

Almacenamiento	Temperatura de Trabajo [°C]
Sales Fundidas	285-550
Concreto	244-305
Cerámicas moldeables	300-390
PCM (Phase Change Materials)	Hasta 350
Generador de vapor	Hasta 550
Agua	50-95

3.6.5 Efecto coseno (Angulo de incidencia)

Al realizar el cálculo acerca del calor obtenido por los colectores solares es necesario realizar una corrección al área de los heliostatos ya que los cálculos son realizados cuando la radiación solar incide sobre una superficie perpendicular al vector de incidencia, debido a la curvatura de la tierra y la disposición del sol durante el día cuando estos rayos solares no inciden perpendicularmente en el espejo, por lo que el área visible se ve reducida, siendo un factor de reducción el coseno del ángulo de incidencia.

De hecho, en la Figura 3-17 se explica gráficamente el principio de este efecto y está dado por la falta de alineación entre la normal del plano de apertura del colector y la posición solar, definiendo el ángulo de incidencia como el ángulo entre la normal y la posición solar.

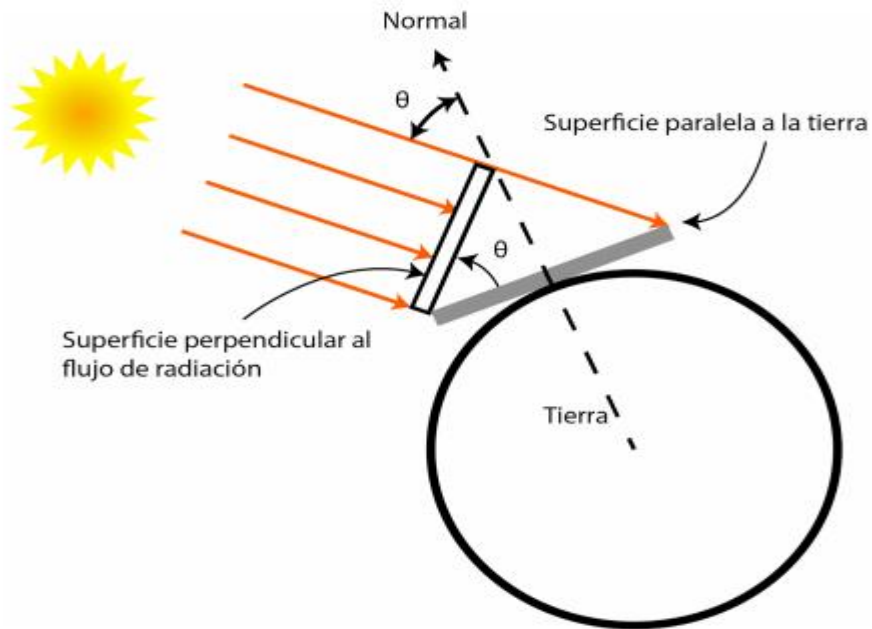


Figura 3-17 Esquema del efecto coseno sobre los colectores solares.

Para el presente estudio el efecto coseno no será predominante por las distintas tecnologías y ubicaciones que se analizan, por ende, quedara pendiente para la profundización del siguiente estudio.

3.7 Análisis de procesos en las industrias en Chile

Las industrias en Chile utilizan gran parte de su energía consumida en forma de calor y su distribución es similar a la de Brasil la cual es observada en la Figura 3-18.

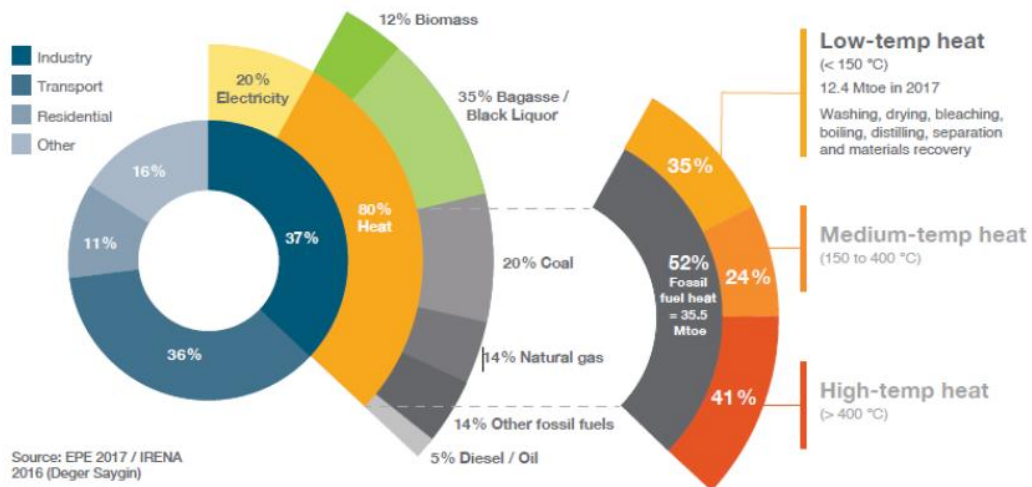


Figura 3-18 Distribución del consume de energía de Brasil [21].

Como es de esperar los procesos de producción de calor por cada industria es distinto. Por ejemplo, en una fundición de metales donde necesita mucho más calor instantáneo operando a altas temperaturas, comparado con la demanda de calor necesaria para la cocción de alimentos en la industria alimentaria, es por esto que cada industria tiene una distinta distribución en el consumo de su energía de acuerdo a los requerimientos que necesiten y como estos son satisfechos, mediante procesos y maquinas térmicas distintas de acuerdo a sus requerimientos, como se observa en la Figura 3-19 en la cual se muestra un gráfico de la distribución de la demanda energética de distintos subsectores industriales, con interés en las industrias que concentran un alt porcentaje de calor y calor de calderas en su demanda energética.

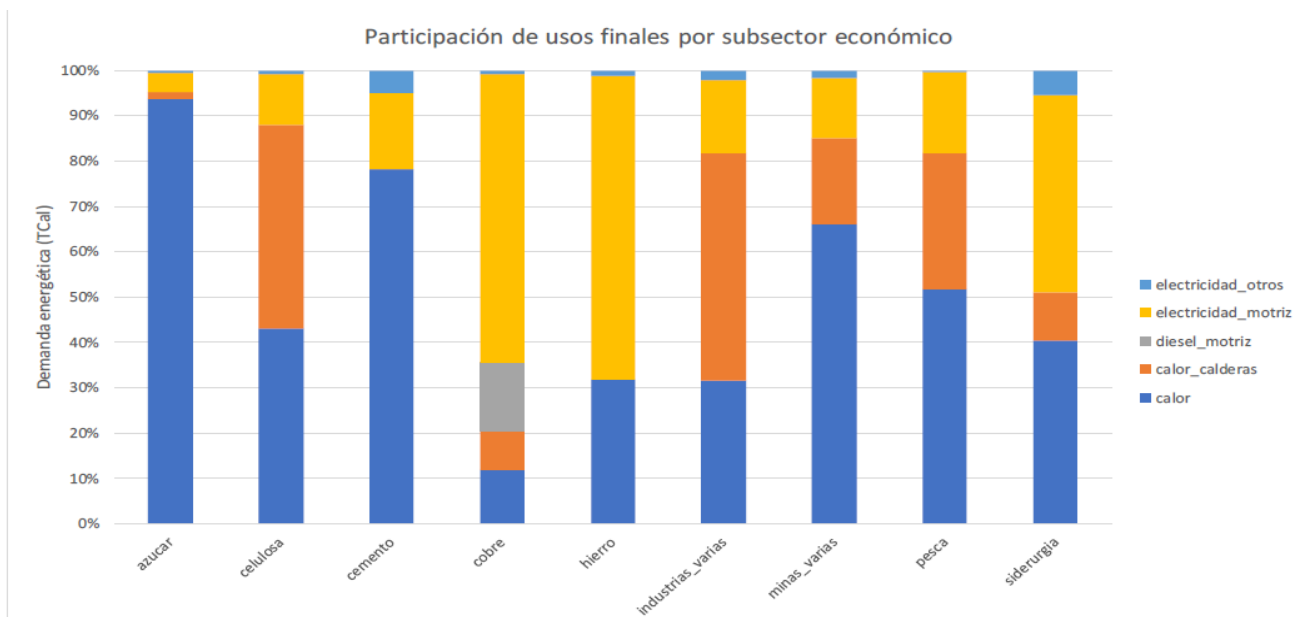


Figura 3-19 Distribución de la demanda energética por industria.

3.7.1 Criterios para identificar sectores industriales relevantes

Una vez obtenido el recurso solar a lo largo del país, se debe realizar un análisis de los procesos térmicos más relevantes en las distintas industrias para implementar el uso de la tecnología termo solar, para eso se debe analizar la factibilidad técnica de acuerdo al sistema de generación de calor solar a instalar, este dependerá directamente del tipo de tecnología a utilizar, para la cual se tomara en consideración las condiciones económicas a presentarse como los costos de instalación, los costos de operación y mantenimiento.

Para iniciar el estudio es necesario identificar una demanda de energía de acuerdo a un proceso de la industria que requiera el uso de calor, para analizar la factibilidad de ser sustituido con energía termosolar de acuerdo a su potencial solar disponible en la zona.

A continuación, en la siguiente subsección 3.8 se indicara algunos de los sectores industriales que presentan un gran interés para la sustitución de su fuente energética en base a combustibles fósiles por energía solar tomando en cuenta un criterio técnico y por su puesto un segundo criterio económico el cual se analiza a través de parámetros macroeconómicos sobre la viabilidad del proyecto en la sección de resultados.

La capacidad de implementación de tecnologías solares térmicas en procesos productivos de cada industria está determinada de acuerdo al cambio económico que conlleve esta implementación en el sector industrial, además de que tanta importancia energética tenga este sector a nivel nacional, también es sumamente importante constatar el consumo de energía térmica para la actividad del proceso y como está actualmente suministrada esta demanda, también es relevante saber cuánta de esta energía suma parte del total nacional para analizar la magnitud del cambio que se desea plantear.

3.7.2 Criterio energético

El desarrollo de esta nueva tecnología depende de la demanda real y efectiva que existe por parte de las industrias a lo largo del país. Para mayores demandas energéticas es mayor la posibilidad de generar mercados asociados a las tecnologías termosolares, haciendo rentable la sustitución de combustibles fósiles.

Para realizar un análisis de este criterio es necesario revisar los datos de consumo del carbón, gas natural, petróleo diésel y sus derivados según el informe de Balance Nacional Energético (BNE) del año 2017, que es publicado por el Ministerio de Energía, en el cual se informa del consumo de los distintos sectores industriales. Se utiliza el BNE del 2017 en el cual se analiza el consumo de los distintos rubros en el sector industrial, ya que este informe contiene información de los consumos detallado de los siguientes sectores industriales:

- Cobre
- Salitre
- Hierro
- Papel y Celulosa

- Siderurgia
- Petroquímica
- Cemento
- Pesca
- Industrias Varias (alimentaria, láctea, textil, entre otras)
- Minas Varias

Según los datos obtenidos del BNE de 2017, el consumo nacional de combustibles convencionales de los distintos sectores industriales y mineros se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 9 Consumo de los combustibles convencionales y su contribución en el consumo total.

Tipo de combustible	Cantidad [Tcal]	Porcentaje del consumo total
Carbón	1.688	1,46%
Petróleo diésel	31.654	27,48%
Gas natural	8.712	7,56%

3.7.2.1 Consumo de carbón

La mayor parte del consumo de carbón se sitúa entre las industrias del Azúcar, Hierro, Industrias Varias, Minas Varias industrias desarrolladas a lo largo del país que en conjunto suman cerca del 91% del consumo total de carbón a nivel industrial.

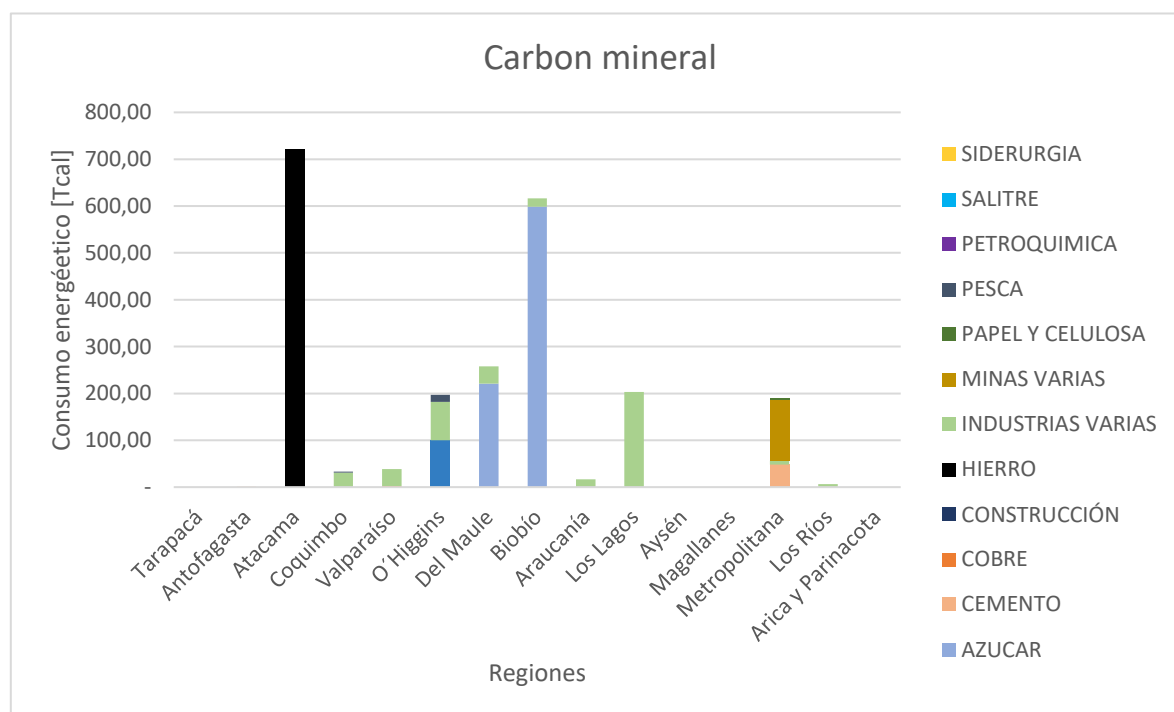


Figura 3-20 Distribución del consumo de carbón mineral a lo largo de Chile en las distintas industrias.

Pero es importante considerar que cerca del 35% del sector industrial utiliza electricidad como fuente de energía, además de que en Chile en la actualidad se produce cerca de 20% de la energía consumida con carbón, pudiendo ser un gran índice de contaminación a no descuidar.

3.7.2.2 Consumo de gas natural

En cuanto al consumo de gas natural en la industria se concentra en Industrias Varias, en Papel y Celulosa, Cobre, Salitre, Hierro entre otras que se observan en la siguiente figura:

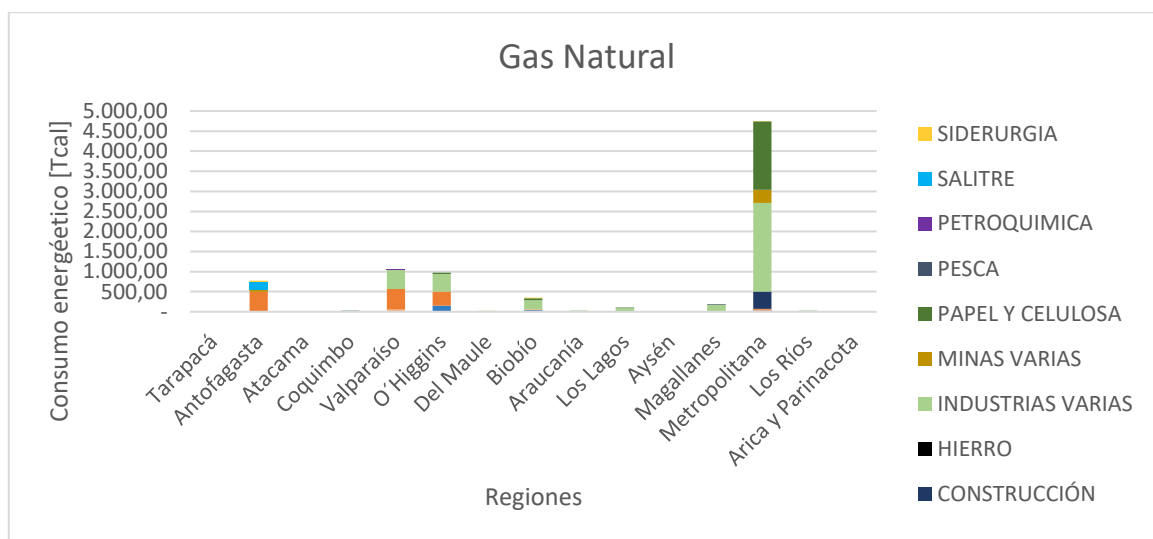


Figura 3-21 Distribución del consumo de gas natural a lo largo de Chile en las distintas industrias.

3.7.2.3 Consumo de petróleo diésel

El consumo mayoritario en el sector industrial es en base a petróleo diésel que se concentran en las industrias del cobre, Industrias Varias, Minas Varias, Construcción, Pesca entre otras que se observan en la siguiente figura:

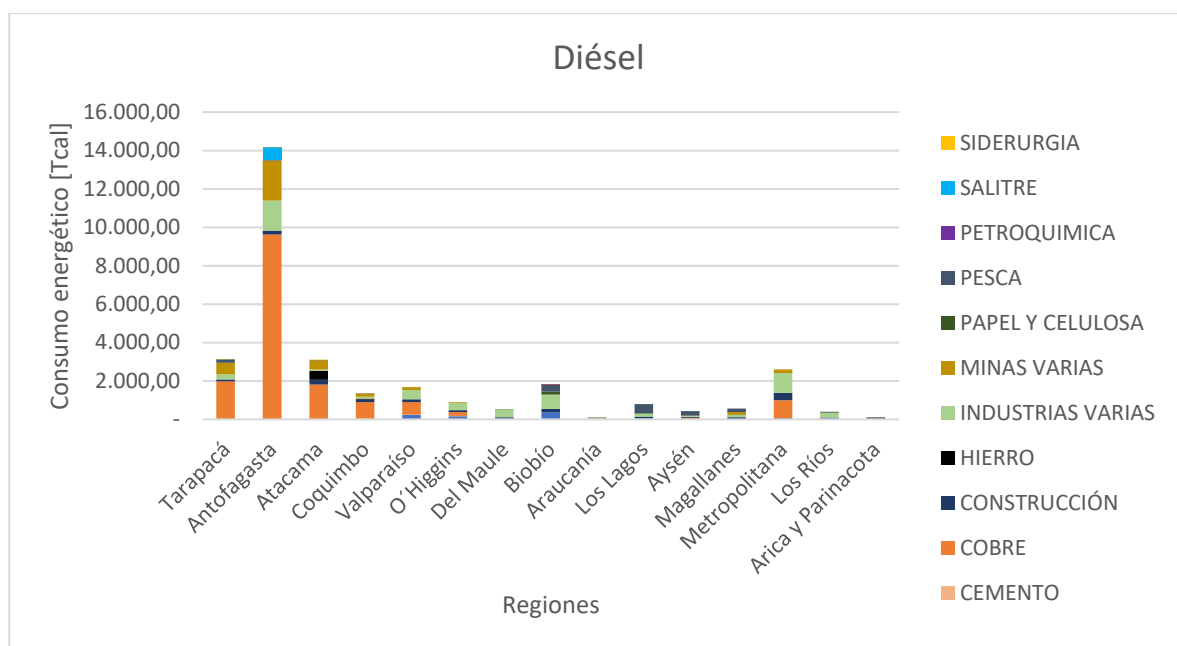


Figura 3-22 Distribución del consumo de diésel a lo largo de Chile en las distintas industrias.

Es importante notar que, si bien las industrias del Salitre, Hierro, Papel y Celulosa representan un bajo porcentaje del consumo total nacional, en demanda energética de calor presentan un alto porcentaje, que puede ser de gran interés en la investigación.

Con todos estos datos se da comienzo al estudio con las industrias con consumos energéticos más altos, para ello se realiza una tabla resumen que ayuda a clarificar estos datos obtenidos del Balance Energético Nacional del 2017.

Tabla 10 Consumo de calor efectivo de las industrias.

Sector Industrial	Consumo total [Tcal]	% de calor utilizado	Consumo de calor [Tcal]
Agroindustria	4.123	-	-
Azúcar	907	94%	853
Cemento	2.567	78%	2.002
Cobre	38.649	20%	7.730
Construcción	2.471	-	-
Hierro	1.943	32%	622
Ind. Varias	26.505	82%	21.734
Minas Varias	5.820	84%	4.889
Papel y celulosa	23.147	88%	20.370
Pesca	2.568	82%	2.105
Petroquímica	50	-	-
Salitre	1.399	-	-
Siderurgia	1.395	51%	711

Con la tabla anterior se observa que los subsectores industriales que más consumen energía son el cobre, las industrias varias y el papel y celulosa, pero cuando se refiere al consumo efectivo de calor en procesos de las industrias son las industrias varias, el papel y la celulosa. Estas industrias abastecen estas demandas de calor a través de los combustibles convencionales creando una oportunidad de innovación en sus sistemas para el desarrollo de la energía termosolar en Chile.

Sumado a esta información es que se debe realizar un análisis geográfico para contrastar las demandas energéticas con la demanda solar para realizar un contraste entre la información del recurso solar y las potenciales industrias a analizar.

Este análisis se realizó en base al documento de Consumo Regional de Energía del 2017 desarrollado en base al BNE 2017 logrando obtener los consumos de acuerdo a su sector industrial y en qué región se lleva a cabo, para lograr contrastar esta información con el recurso solar disponible esta información se vio en las Figura 3-21, Figura 3-22.

3.8 Consumo de las industrias a lo largo del país.

El inicio del estudio para la posterior obtención de resultados comienza con el análisis de procesos de las distintas industrias a lo largo del país y sus temperaturas de operación, siendo un aspecto sumamente relevante para el levantamiento de información en la investigación, en el Anexo C se encuentra una tabla resumen con todos los procesos de las diferentes industrias del país.

Complementando las temperaturas de operación se investiga la distribución geográfica de estos subsectores teniendo como parámetro su consumo de energía a lo largo de las distintas regiones del país separados por industria para el posterior análisis de factibilidad técnica necesario.

Es por esto por lo que a continuación se presentan las principales industrias del país, adhiriendo información sobre los procesos con demanda de calor que desarrollan y en que regiones se ubican tales industrias.

3.8.1 Agroindustria

Tabla 11 Procesos térmicos de la agroindustria.

Tipo de industria	Proceso	Temperatura del proceso[°C]
Agroindustria	Limpieza en Cubas de Vino	80-90
	Lavado de equipo Lechero	90-95
	Secado de Frutos Secos	40-70
	Generación de frío por absorción	60-85

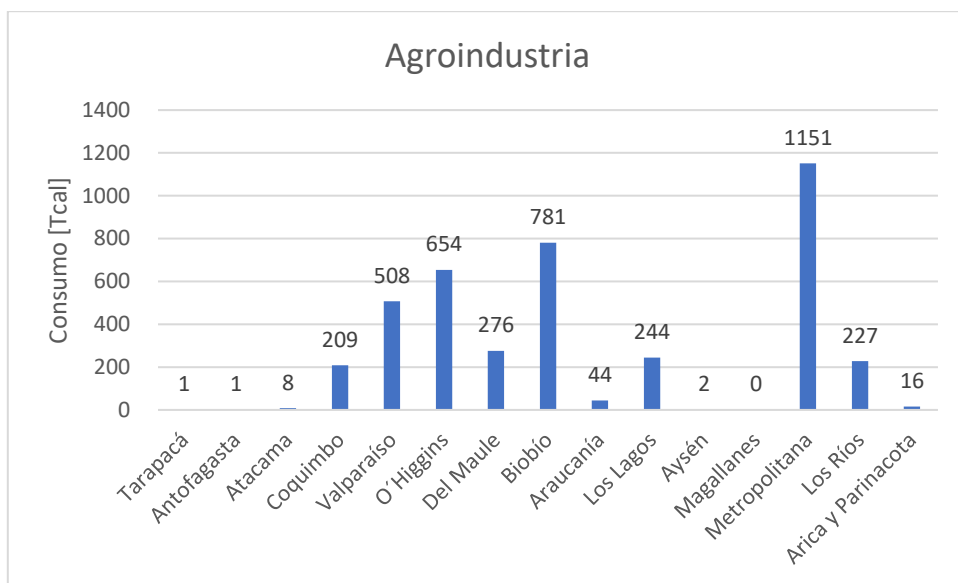


Figura 3-23 Distribución geográfica y energética de la agroindustria.

3.8.2 Azúcar

Tabla 12 Procesos térmicos de la industria del azúcar.

Tipo de industria	Proceso	Temperatura del proceso[°C]
Azúcar	Agua alimentación mezcla	70-80
	Aplicación de calor a la mezcla	95-105
	Evaporación de escoria	100-110
	Cristalización	60-70

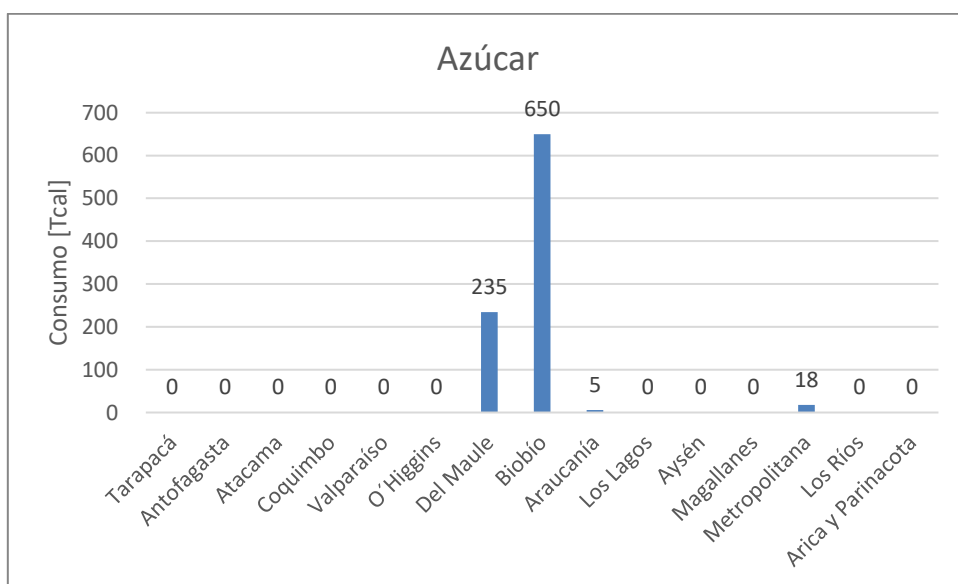


Figura 3-24 Distribución geográfica y energética de la industria del azúcar.

3.8.3 Cemento

Tabla 13 Procesos térmicos de la industria del cemento.

Tipo de industria	Proceso	Temperatura del proceso[°C]
Cemento	Secado	400-450
	Descomposición térmica de arcillas	600-1300
	Clinquerización	1350-1550

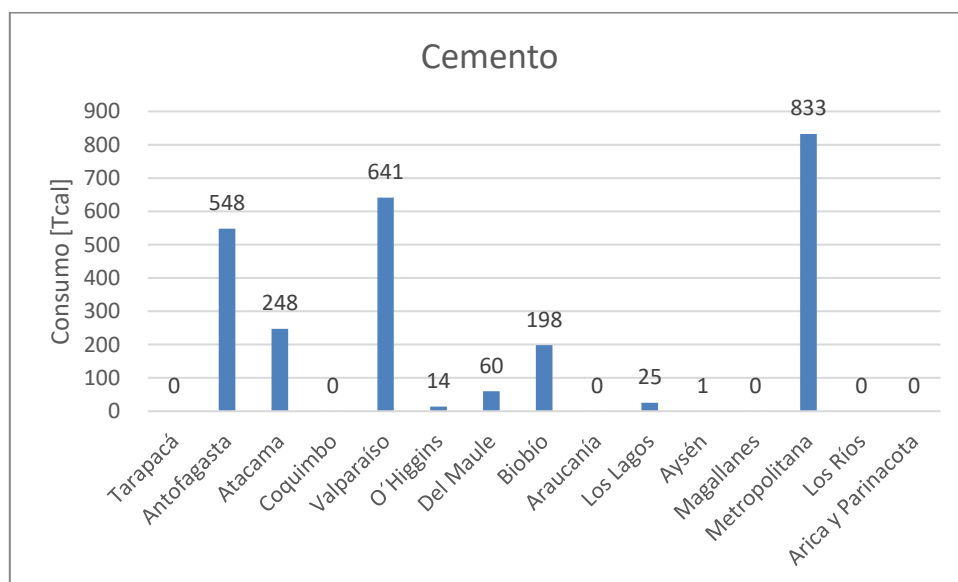


Figura 3-25 Distribución geográfica y energética de la industria del cemento.

3.8.4 Cobre

Tabla 14 Procesos térmicos de la industria del cobre.

Tipo de industria	Proceso	Temperatura del proceso[°C]
Cobres sulfuros	Proceso de secado	120
	Precipitación de escorodita	85
	Refinación de electrolitos	55-65
Cobres óxidos	Lixiviación	50
	Electro-obtención	45-50

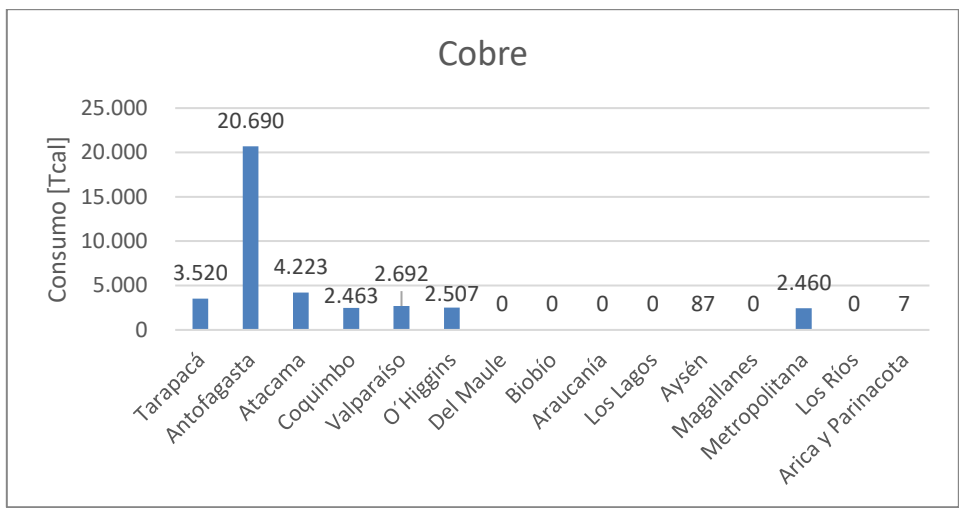


Figura 3-26 Distribución geográfica y energética de la industria del cobre.

3.8.5 Construcción

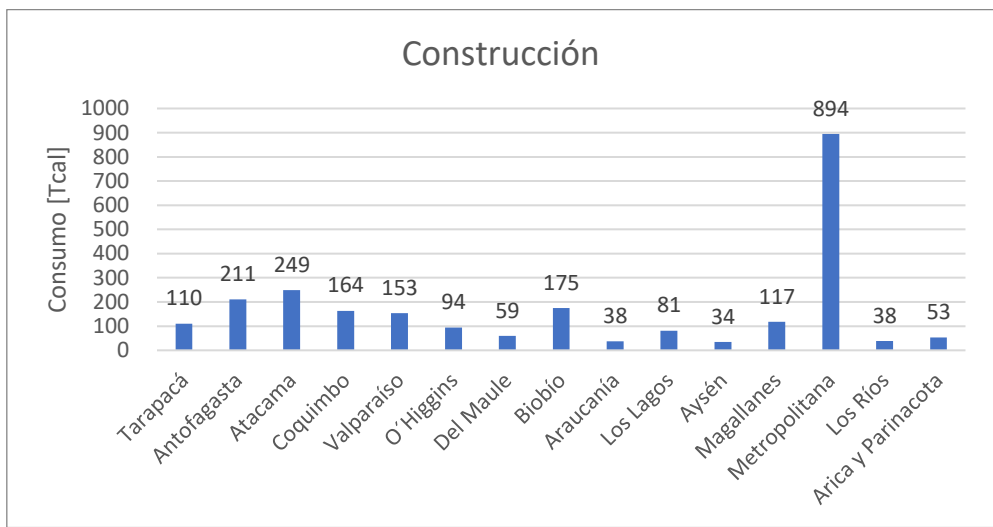


Figura 3-27 Distribución geográfica y energética de la industria de la construcción.

3.8.6 Hierro

Tabla 15 Procesos térmicos de la industria del hierro.

Tipo de industria	Proceso	Temperatura del proceso[°C]
Hierro	Endurecimiento térmico de pellets	1300
	Fundición de Hierro	1800-2500

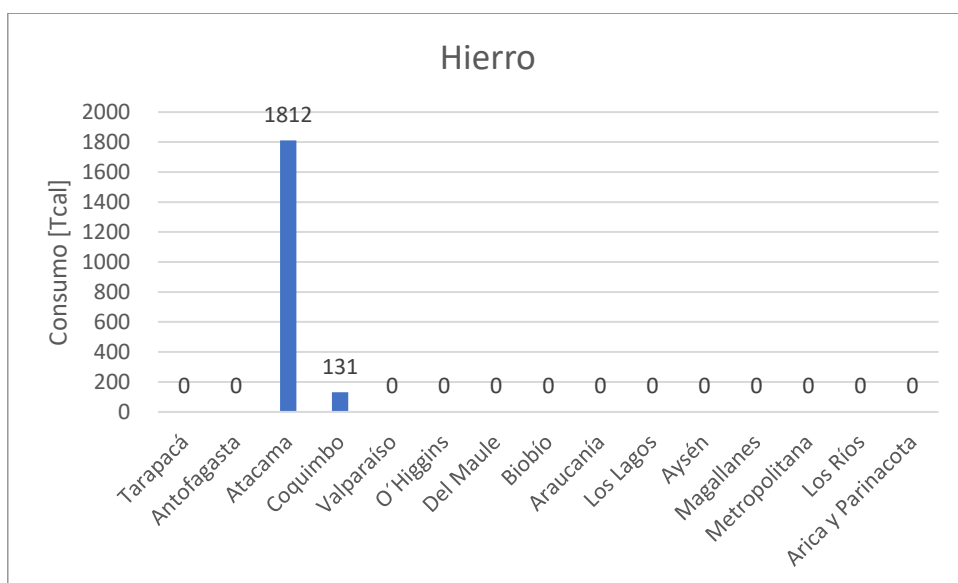


Figura 3-28 Distribución geográfica y energética de la industria del hierro.

3.8.7 Industrias Varias

Tabla 16 Procesos térmicos de las industrias varias.

Tipo de industria	Proceso	Temperatura del proceso[°C]
Alimentos	secado	30-90
	Lavado	60-90
	Pasteurización	60-80
	ebullición	95-105
	esterilización	110-120
	tratamiento térmico	40-60
Láctea	Presurización	60-80
	Esterilización	100-120
	Secado	120-280
	Concentrado	60-80
Química	Jabones	200-260
	Caucho sintético	150-200
	Procesamientos de calor	120-180
	Pre calentamiento de agua	60-90
Líquidos (Bebidas)	Lavado	60-80
	Esterilización	60-90
	Pasteurización	60-70

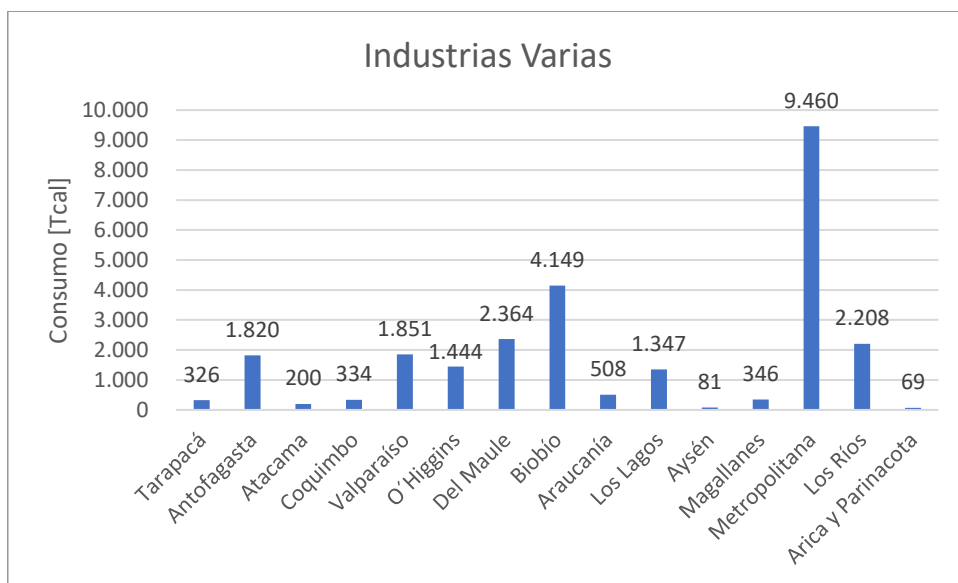


Figura 3-29 Distribución geográfica y energética de las industrias varias.

3.8.8 Minas Varias

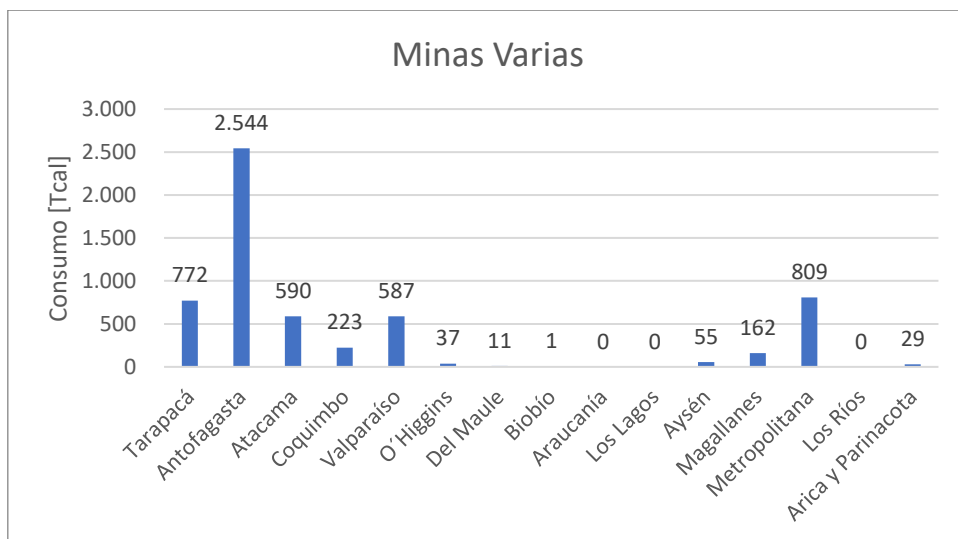


Figura 3-30 Distribución geográfica y energética de las industrias de minas varias.

3.8.9 Papel y Celulosa

Tabla 17 Procesos térmicos de la industria del papel y celulosa.

Tipo de industria	Proceso	Temperatura del proceso[°C]
Papel	Cocina, secado	60-80
	Agua de alimentación de caldera	60-90
	Blanqueamiento	130-150

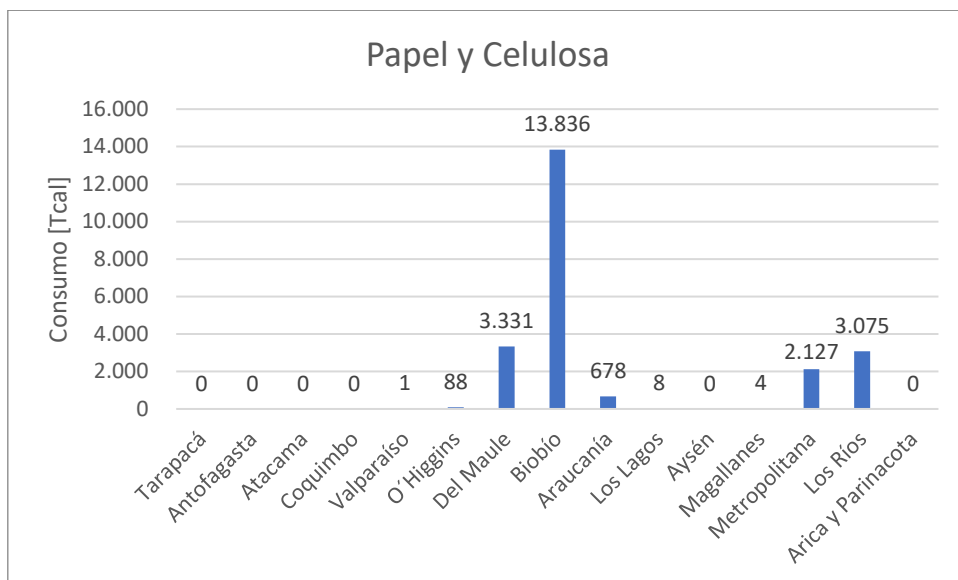


Figura 3-31 Distribución geográfica y energética de la industria del papel y la celulosa.

3.8.10 Pesca

Tabla 18 Procesos térmicos de la industria de la pesca.

Tipo de industria	Proceso	Temperatura del proceso[°C]
Pesca	Proceso de precocción	60
	Esterilización	110-120
	Freído	190
	Pelado (inmersión en hidróxido sódico)	70-80
	Deshidratación	80-90
	Hervido	90
	Secado	45

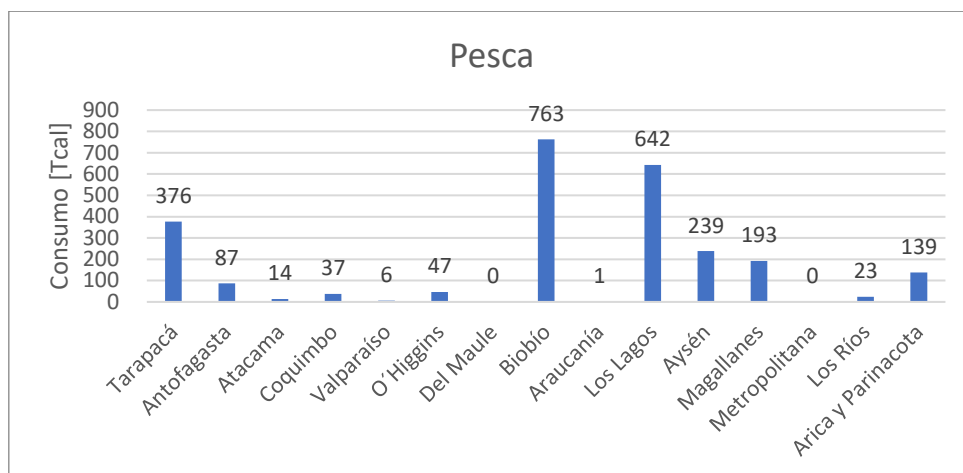


Figura 3-32 Distribución geográfica y energética de la industria de la pesca.

3.8.11 Petroquímica

Tabla 19 Procesos térmicos de la industria petroquímica.

Tipo de industria	Proceso	Temperatura del proceso[°C]
Petroquímica	Fabricación de polímeros	350

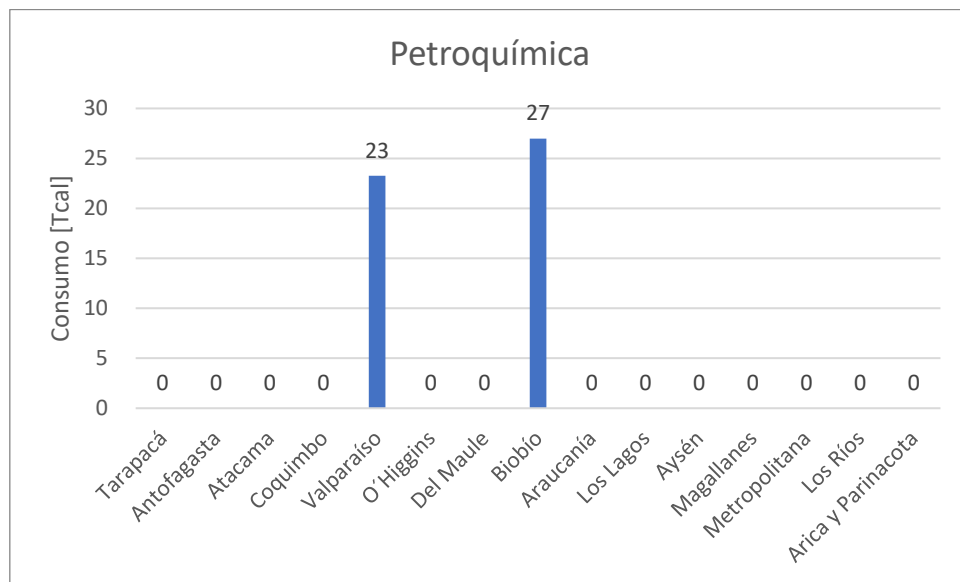


Figura 3-33 Distribución geográfica y energética de la industria petroquímica.

3.8.12 Salitre

Tabla 20 Procesos térmicos de la industria del salitre.

Tipo de industria	Proceso	Temperatura del proceso[°C]
Salitre	Lixiviación	50-70
	Secado	100
Salitre artificial (amóniaco)	Purificación	200
	Síntesis	400-500

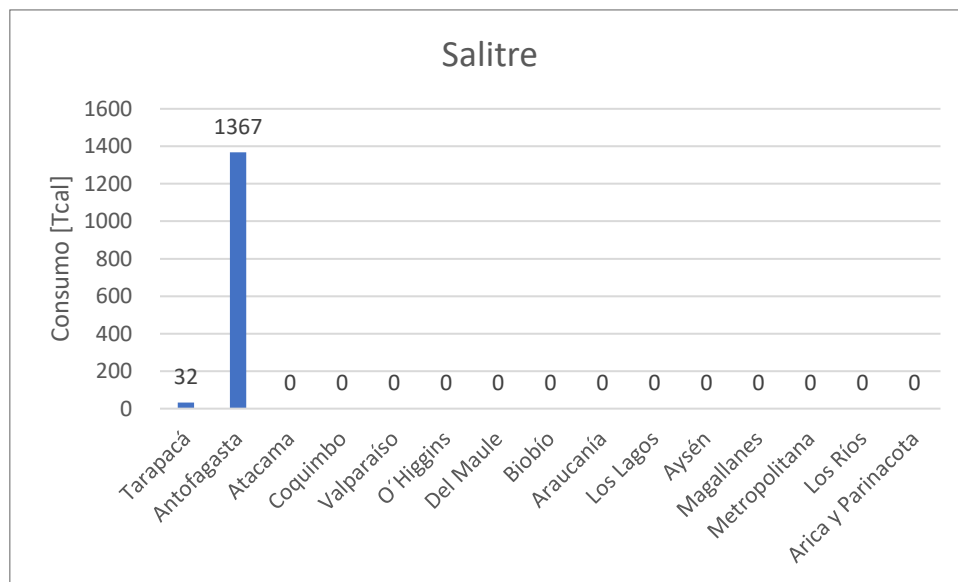


Figura 3-34 Distribución geográfica y energética de la industria del salitre.

3.8.13 Siderurgia

Tabla 21 Procesos térmicos de la industria siderúrgica.

Tipo de industria	Proceso	Temperatura del proceso[°C]
Siderurgia	Reducción mineral	1300
	Uso de Alto Horno	500-2000

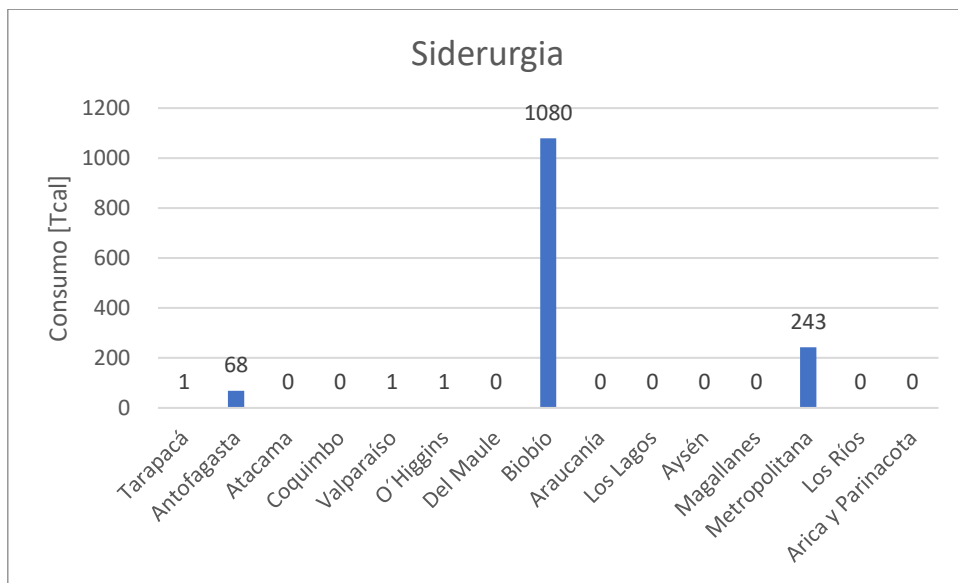


Figura 3-35 Distribución geográfica y energética de la industria siderúrgica.

4 Metodología

4.1 Descripción general

El modelo desarrollado se muestra en la Figura 4-1, en la cual se muestran los datos de entrada que recibe el modelo (cajas azules a la izquierda) y los datos de salida (cajas grises de la derecha). La metodología y modelo desarrollado fue implementado en Excel.

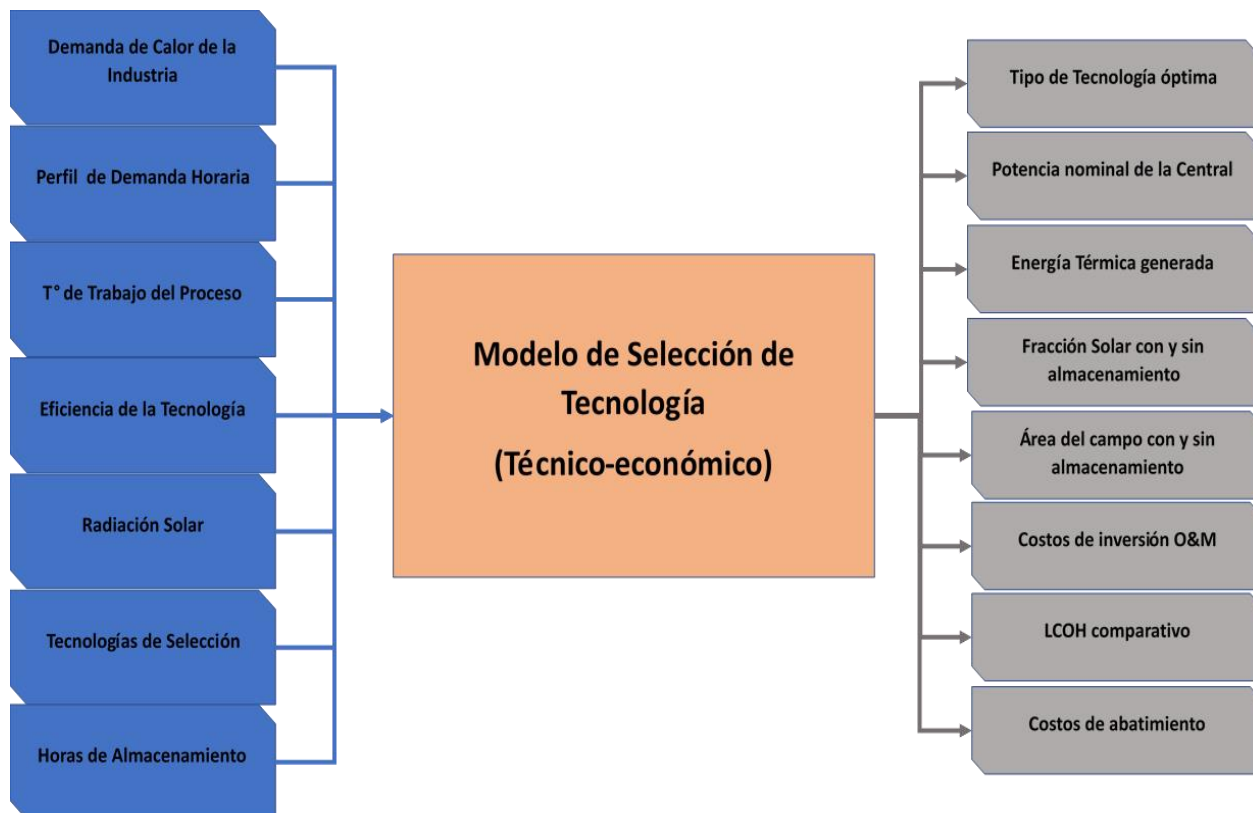


Figura 4-1 Esquema funcional del modelo

4.1.1 Datos de entrada del modelo

A continuación, se describen los datos de entrada del modelo desarrollado.

La fuente principal de información para evaluar las distintas industrias es gracias a la demanda de calor y su distribución a lo largo de Chile la cual es previamente analizada en la sección 3.8. La demanda de calor se caracteriza por un perfil de resolución horaria, el cual se refiere a los periodos del día en los cuales es demandado el proceso térmico, con la demanda de calor efectiva. Con el perfil horario se obtiene la potencia nominal térmica promedio con la cual debe operar la planta solar térmica. El perfil horario utilizado es bajo el supuesto de que las industrias operan 12

horas al día desde las 7:00 hasta las 18:59 durante los 365 días del año, que pueden ser modificados por los usuarios del modelo según las exigencias de la industria y del proceso.

Temperatura de trabajo del proceso

En la misma sección 3.8, se detallan las temperaturas de los procesos térmicos de cada industria, elemento sumamente importante para realizar el análisis de factibilidad técnica de las tecnologías. La temperatura usada para la evaluación de cada industria corresponde a la temperatura máxima de operación en los procesos. Esta temperatura será utilizada para dimensionar el campo solar de acuerdo a las condiciones exigidas.

Tecnologías evaluadas

Las principales tecnologías de estudio en el modelo son:

- Flate Plate Collector (FPC)
- Evacuated Tube Collector (ETC)
- Parabolic Trough Collector (PTC)
- Linear Fresnel Collector. (LFC)

Eficiencia de las tecnologías evaluadas

La temperatura del calor generado es un factor que afecta directamente la eficiencia de las tecnologías que serán evaluadas. Los coeficientes η_0 , a_1 y a_2 son modificables y se ajustan de acuerdo a las curvas de eficiencia de cada colector y distintas situaciones climáticas. Para el cálculo de las curvas de eficiencia se tomaron datos generales como una irradiación de 1000 W/m^2 y una temperatura ambiente de 25°C , estos datos son los parámetros usados cuando se realiza el estudio para obtener las curvas de eficiencia de los colectores.

Radiación solar

En cuanto a la radiación solar esta depende directamente de la ubicación geográfica que se esté evaluando, los datos como se indicó en la sección 3.5 son extraídos del explorador solar [5], estas ubicaciones lo ideal es que sean precargadas en el modelo, para utilizarlas en cualquier momento. Dentro de los múltiples datos que nos entrega el explorador solar, los más relevantes son la irradiación global (GLB) y la irradiación directa normal (DNI).

Horas de almacenamiento

La incorporación del sistema de almacenamiento en la evaluación requiere como dato de entrada la cantidad de horas de almacenamiento, para así obtener la energía necesaria a almacenar y también analizar los costos de inversión de la central con el sistema de almacenamiento.

4.1.2 Datos de salida

A continuación, se describen los datos de salida del modelo.

- Tecnología óptima a utilizar: A partir de la evaluación técnica y económica se determina la tecnología óptima para satisfacer la demanda de calor de la industria evaluada.

- **Potencia nominal:** La potencia nominal es la razón entre la demanda efectiva de calor de la industria anualmente y el perfil horario con el cual se trabaja.

$$Pot_{nom} = \frac{\text{Demanda efectiva de calor de la industria anual}}{\text{Horas de trabajo al año}}$$

- **Energía térmica:** la energía térmica entregada anualmente por los colectores se estima de acuerdo al tamaño del campo dimensionado, la eficiencia de las tecnologías usadas y la radiación a utilizar, que será introducida como dato de entrada (ver ecuación (7) de la subsección siguiente). Este valor es ponderado por las horas de trabajo de acuerdo al perfil horario obteniendo este valor en unidades de energía en MWh_{th}.
- **Fracción solar:** La fracción solar está determinada según la energía aportada por el sistema solar térmico versus la energía exigida por la industria, por consiguiente, este valor está dado según la siguiente relación:

$$\% \text{ Solar} = \frac{\text{Energía entregada por el sistema solar térmico}}{\text{Energía total demandada por la industria}}$$

- **Área del campo:** El área del campo sin almacenamiento es entregada de acuerdo a la ecuación (8), mientras que el área del sistema con almacenamiento está determinada por la ecuación (12).
- **Costos de inversión:** Para la inversión inicial se toma en cuenta el área del campo solar, el cual es multiplicado por el costo de inversión de la tecnología a analizar. Estos costos se encuentran representados en la Tabla 22, obteniendo el valor de la inversión inicial al incorporar esta tecnología. Para la inversión del campo con sistema de almacenamiento se debe adherir los costos de inversión del tanque y sus implementos. El valor que se utiliza en el estudio fue de 46 [USD/kWh_{th}][15] de acuerdo a la energía que deba almacenar este sistema.
- **Costos de operación y mantenimiento:** Para los costos de operación y mantenimiento estos son calculados de forma similar a los costos de inversión, están calculados de acuerdo a las áreas de los sistemas con y sin almacenamiento multiplicado por los costos expresados en las Tabla 24 y Tabla 23 respectivamente.
- **Levelized Cost of Heat (LCoH):** En la sección 4.4.4.1 se explica la fórmula de cálculo de este indicador.
- **Costo de abatimiento:** La metodología de cálculo se explica en la sección 4.4.4.2.

Tanto el LCoH como el costo de abatimiento son utilizados para analizar la factibilidad de la instauración de sistemas solares térmicos dependiendo de cada industria a lo largo del país. Con este modelo es posible determinar la cantidad de emisiones evitadas por cada industria al utilizar estas tecnologías como forma alternativa en la generación de calor limpio.

4.2 Análisis técnico de la producción de calor en las tecnologías termosolares sin almacenamiento

Como se menciona en la sección 3.5 la irradiación global (GLB) está compuesta por tres componentes: las irradiaciones directa, difusa y reflejada. Es sabido que cada componente se trata por separado y la suma de estas nos entrega la irradiación global, mientras que la radiación solar incidente puede verse afectada por el producto de la efectividad de absorción-transmitancia $(\tau\alpha)_{eff}$, (o la eficiencia óptica η_0) propia de cada tecnología del colector.

El análisis que se presentara a continuación es generalmente utilizado para calcular la obtención de calor a través de colectores solares térmicos, con el fin de dimensionar el campo de la planta solar requerida.

Considerando una temperatura uniforme en la cubierta del colector, el calor útil que es absorbido por el fluido de trabajo del colector (\dot{Q}_u) se representa en la ecuación (1):

$$\dot{Q}_u = \dot{m} \cdot C_p \cdot (T_{fl,out} - T_{fl,in}) \quad (1)$$

Donde \dot{m} es el flujo másico el cual circula por las cañerías de la planta transportando la energía captada por los colectores hacia el punto de integración al proceso industrial, C_p es el calor específico del fluido, el cual es una propiedad física de este, $(T_{fl,in})$ es la temperaturas del fluido a la entrada y $(T_{fl,out})$ la temperatura a la salida del colector.

En su aplicación práctica la mayoría de las veces la temperatura de la placa del colector no es uniforme, entonces es cuando se utiliza el factor de eliminación de calor (F_R) en la ecuación (2) de la tasa de calor útil absorbido por el colector, pero para efectos de la investigación se consideró que la temperatura de la placa del colector es uniforme, por lo tanto, no será utilizada esta ecuación.

$$\dot{Q}_u = F_R \cdot A_c \cdot [(\tau\alpha)_{eff} \cdot G - U_L \cdot (T_{fl,in} - T_a)] \quad (2)$$

Donde A_c el área de apertura del colector, τ y α son la transmitancia y la absorción efectiva del absorbedor, G es la irradiación (pudiendo ser la irradiación global en los colectores no concentrados y la irradiación directa normal en los colectores concentrados) y U_L es el coeficiente global de pérdida de calor, el cual es utilizado para calcular las pérdidas desde el colector al ambiente, en la cual incluye las pérdidas por conducción, convección y radiación, $T_{fl,in}$ y T_a son la temperatura del fluido a la entrada y la temperatura ambiente respectivamente[8].

La tasa de pérdidas de calor es representada por la ecuación (3), donde T_c es la temperatura del absorbedor del colector y T_a la temperatura ambiente [8]:

$$\dot{Q}_{loss} = U_L \cdot A_c \cdot (T_c - T_a) \quad (3)$$

El factor de eliminación de calor es definido como:

$$F_R = \frac{\dot{m}C_p}{U_L A_c} \left[1 - \exp\left(\frac{-F' U_L A_c}{\dot{m}C_p}\right) \right] \quad (4)$$

La eficiencia del colector se calcula como [9]:

$$\eta_{en} = \frac{\text{Calor útil}}{\text{Recurso disponible}} \quad (5)$$

Por lo tanto, podemos obtener la eficiencia energética del colector solar como:

$$\eta_{en} = \frac{\dot{Q}_u}{G A_c} \quad (6)$$

El calor útil del colector se representa como:

$$\dot{Q}_u = \eta_{en} G A_c \quad (7)$$

La ecuación (8) se utiliza para dimensionar el área del campo de colectores solares sin un sistema de almacenamiento (S/A), de acuerdo a la potencia nominal asignada, la radiación del lugar en donde se ubica la industria y las respectivas eficiencias de las tecnologías disponibles:

$$A_{S/A} = \frac{\dot{Q}_u}{G \eta_{en}} \quad (8)$$

Debido a los múltiples factores de los que depende la eficiencia del colector, como lo son la radiación solar incidente, temperatura ambiente, temperatura del fluido a la entrada, velocidad del viento, caudal de circulación entre otros, no es fácil determinar su valor, pero es posible obtenerla a través de pruebas experimentales bajo condiciones controladas de estos parámetros, los cuales se asignan conforme a la norma UNE-EN 15316-4-3:2018 [10], pudiendo obtener su curva de rendimiento a través de la siguiente ecuación [9]:

$$\eta_{en} = \eta_0 - a_1 \left[\frac{T_{mf} - T_a}{G} \right] - a_2 G \left[\frac{T_{mf} - T_a}{G} \right]^2 \quad (9)$$

Donde T_a es la temperatura ambiente y T_{mf} es la temperatura media del fluido que circula por el colector, la cual es calculada como el promedio entre la temperatura de entrada y salida del fluido en el colector.

Considerando que η_0 es la eficiencia óptica, la que está relacionada con el rendimiento teórico que entrega el colector bajo condiciones específicas obtenidas en un laboratorio, utilizando las siguientes consideraciones:

- Temperatura ambiente: 25°C
- Irradiación: 1.000W/m²

Los coeficientes a_1 y a_2 representan las pérdidas térmicas en $[\text{W}/\text{m}^2\text{K}]$, son obtenidos mediante ensayos experimentales [9].

4.3 Análisis térmico en el dimensionamiento del campo solar con almacenamiento

La función del almacenador térmico es mantener por un periodo prolongado el funcionamiento de la planta conservando la energía recolectada en los periodos de alta radiación para complementar en los periodos que ésta disminuye o es incluso nula.

El principio de funcionamiento es simple ya que a través de un intercambiador de calor se le hace traspaso de la energía absorbida por el fluido de trabajo de los colectores al fluido de almacenamiento dentro del tanque adiabático, por tanto, se debe prestar atención a dos puntos relevantes térmicamente:

- La eficiencia del intercambiador de calor (IC), en la cual se consideran las pérdidas térmicas con el ambiente en la transferencia de calor al almacenador. Para efectos del estudio se consideran pérdidas del orden del 3% en el IC [7].
- La eficiencia del almacenador térmico (Tk) la cual considera las distintas pérdidas térmicas por diferencia de temperatura entre el almacenador y el ambiente, el cual tiene como función liberar la menor cantidad de calor al ambiente, manteniendo esa energía hasta su momento de uso. Se consideran pérdidas del 0,32% de la potencia térmica almacenada para el almacenador térmico [7,[11].

La energía total almacenada por el sistema de almacenamiento térmico (SAT) debe ser tal que al momento en el cual la planta deba operar con este sistema de respaldo, su potencia sea lo más cercana a su capacidad nominal durante el tiempo de diseño del almacenamiento.

Si el sistema de almacenamiento térmico no tuviese pérdidas, la energía a almacenar sería solo la potencia térmica de la central multiplicada por el número de horas que requiere que la planta opere con el almacenador como fuente energética. Sin embargo, en la realidad existen pérdidas térmicas anteriormente mencionadas en el tanque de almacenamiento y en el intercambiador de calor.

Por lo tanto, para dimensionar la capacidad de almacenamiento de calor que debe contener el SAT se considerara mediante la siguiente ecuación[12]:

$$Q_{SAT} = Cap_{SAT} \cdot \dot{Q}_u \cdot (1 + Loss_{Tk} + Loss_{IC}) \quad (10)$$

Donde:

Q_{SAT} : Capacidad de almacenamiento del tanque $[\text{MWh}_{th}]$.

Cap_{SAT} : Horas de almacenamiento del SAT [Horas].

\dot{Q}_u : La potencia térmica nominal con la cual opera la planta en su máxima capacidad. $[\text{MW}_{th}]$

$Loss_{Tk}$: Pérdidas térmicas del tanque de almacenamiento [%].

$Loss_{IC}$: Pérdidas térmicas del intercambiador de calor [%].

Una vez dimensionada la capacidad de calor que debe almacenar el tanque, se procede a diseñar el área mínima de la central para satisfacer la potencia de diseño además del sistema de almacenamiento. Para ello se procede a diseñar el área mínima del campo de colectores solares para cumplir con los requerimientos de calor mencionados.

La energía diaria capturada por el campo de colectores, la cual es transmitida al fluido de trabajo para suplir la demanda de calor del proceso requerido, se determina mediante la siguiente ecuación [12]:

$$Q_{\text{útil_día}} \left[\frac{KWh}{m^2 \cdot \text{día}} \right] = \sum_{i=1}^{24} Rad_i \cdot \eta_i \quad (11)$$

Donde Rad_i es la radiación global o directa dependiendo del colector del cual se esté utilizando, ponderada por la eficiencia de la tecnología (η_i) analizada.

Para efectos prácticos del estudio, como condición de diseño se considera el día de mayor radiación tanto global como directa del año en Chile, ese día es en general el día 21 de diciembre.

Cabe destacar que en los días en los cuales se obtenga una menor radiación, el almacenamiento no logra completar su capacidad máxima al final del día, no cubriendo el 100% de la demanda con energía solar (caso estacional desfavorable).

Para el dimensionamiento del campo solar mínimo de acuerdo a la cantidad de horas de almacenamiento se obtiene la siguiente ecuación[12]:

$$A_{C/A} = \frac{Q_{\text{útil_día}} \cdot A_{S/A} + Q_{SAT}}{Q_{\text{útil_día}}} \quad (12)$$

Una vez obtenido este valor se procede a tener la cantidad de área de apertura del campo de colectores necesarios para satisfacer la demanda entregada por cada proceso.

4.4 Metodología del análisis económico del modelo

En la evaluación de todo proyecto es fundamental realizar un estudio de su factibilidad económica para analizar si es rentable o no en el tiempo. Es por esto que para la investigación se realiza un análisis de costos en el mercado, comparando costos en plantas solares térmicas ya instaladas y en funcionamiento a lo largo del mundo, para analizar esa experiencia y aplicarla a los casos de estudio.

4.4.1 Costos asociados

Una de las barreras más complicadas en la instauración de energía solar térmica, son sus elevados costos de inversión, siendo altos en comparación a los costos iniciales de las tecnologías convencionales en general. Debido a esto es sumamente delicado el análisis económico, ya que la magnitud de este valor determina en gran parte la entrada de nuevos inversores en esta propuesta de tecnología verde.

Estos costos en general son elevados debido a los múltiples componentes que se encuentran en el campo solar, partiendo por sus colectores que ya por sí solos significan una gran inversión, luego se debe incurrir en gastos para los sistemas de cañerías, estructuras, obras civiles, los fluidos de trabajo y en el terreno que se utiliza. Además, si se desea instalar un sistema de almacenamiento, estos costos iniciales también aumentan por el tanque de almacenamiento y todos los componentes en su esquema de funcionamiento.

4.4.1.1 Costos de inversión de la central

Se analizan diferentes fuentes de costos para cada tecnología los que se presentan en la Tabla 22. Debido a la incertidumbre de estos costos, se analizaron rangos de costos de inversión asociado al área del campo necesario, obteniendo estos costos en USD/m².

Tabla 22 Costos de inversión por tecnología.

Tecnología Colector Solar	Costo de inversión S/A (USD/m ²)	Referencia costo.
FPC	180-270	[6],[13]
ETC	252-333	[13],[6]
PTC	220-400	[13],[6]
LFC	424-570	[13],[14]

Estos valores fueron obtenidos del contraste de distintas fuentes. Para las tecnologías FPC, ETC y PTC se utilizó un estudio del 2018 sobre la implantación de energía solar térmica en procesos térmicos desde una perspectiva global [6], como respaldo a estos valores se utiliza la base de datos de información de integración de calor solar a procesos industriales de la International Energy Agency (IEA) [13], para la tecnología LFC se utiliza un estudio presentado por RioGlass, empresa que proporciona la instalación de colectores lineales de Fresnel en Chile [14]. Con los valores de la Tabla 22 se trabaja los costos de inversión de cada tecnología.

4.4.1.2 Costos sistema de almacenamiento.

Los costos del sistema de almacenamiento dependen directamente de cuanta es la cantidad de energía que deberá almacenar, dependiendo en gran parte de cuál será el fluido de almacenamiento. Por ejemplo, existen almacenadores que utilizan agua como fluido de almacenamiento, si bien el coste de este no es muy elevado, el gran tamaño que debe utilizar para grandes cantidades de energía aumenta demasiado el costo de inversión inicial. En cambio, si se utilizan sales solares como fluido de almacenamiento, estas tienen un costo inicial más elevado, pero funcionan bien en altas temperaturas, con gran eficiencia y necesitan de un menor volumen para albergar grandes cantidades de energía.

Para efecto del estudio se consideran sales térmicas como fluido de almacenamiento de acuerdo a un informe liberado por SAM (System Advisor Model) [15], en el cual se utilizan

diferentes costos. Por ejemplo, al usar un SAT con integración directa considerando el mismo fluido de trabajo que el de almacenamiento, como lo utilizan los CSP u otra alternativa con integración indirecta que es la cual utiliza los sistemas PTC con intercambiadores de calor para transferir la energía del fluido de trabajo al fluido de almacenamiento.

Los costos para el sistema de integración directa se encuentran cerca de los 22 USD/kWh_{th}, mientras que los costos de inversión para el sistema indirecto rondan los 62 USD/kWh_{th} según el National Renewable Energy Laboratory (NREL). En comparación con otros informes de costos de SAT, éstos son demasiado conservadores. El informe de European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA) estima que los costos del SAT se encuentran alrededor de los 29-34 USD/kWh_{th}, siendo un 80% más bajo que los presentados por el NREL, mientras que Instituto de Investigación Solar Alemán (DLR) estima que al usar aceites térmicos-sintéticos los costos son de 46 USD/kWh_{th} y NREL presenta los costos un 25% más elevados llegado a los 57 USD/kWh_{th} [15].

Por lo tanto, para efectos del estudio se utiliza un costo de 46 USD/kWh_{th} utilizando los aceites térmicos-sintéticos ya que abarcan un mayor rango de temperatura de trabajo que las sales solares. En consecuencia, el cálculo de inversión del sistema SAT será para todas las tecnologías el mismo y será a través del producto entre este costo y la cantidad de energía a almacenador resultante del diseño [15].

4.4.2 Costos de operación

Los costos de operación representan los costos variables que se tienen año a año, en los cuales se incluyen los sueldos de los operarios, los costos en insumos necesarios como fluidos de trabajo, aceites de lubricación, piezas necesarias para su mantención e incluso las herramientas necesarias para aquello, es decir, los costos variables que se tienen a lo largo de un año típico en una central. La gran mayoría de estos costos se logra estimar según el tamaño de la central estimándose en USD/m². Estos valores son obtenidos del estudio de Appsol realizado en Chile el año 2015 [9] y se tomaran como referencia los valores expresados en la siguiente tabla:

Tabla 23 Costos de operación y mantenimiento de las tecnologías sin almacenamiento.

Tecnología	FPC	ETC	PTC	LFC
Costos de O&M [USD/m²]	15,14	22,71	30,28	27,25

Mientras que los costos de O&M para una central con almacenamiento son mayores que los anteriormente presentado, debido a que se incluyen los costos en los fluidos de almacenamiento, más personal en la planta, mayores costos en las mantenciones y periodos más cortos de tiempo entre estas, para brindar un entorno de trabajo seguro con el sistema de almacenamiento térmico.

A continuación, se presentan los costos de O&M para los sistemas térmicos con almacenamiento, considerando un aumento con respecto a los costos del sistema sin almacenamiento en al menos un 11,5% respecto al costo de inversión como lo señalan en un estudio realizado en el 2013 [7].

Tabla 24 Costos de operación y mantenimiento de las tecnologías con sistema de almacenamiento.

Tecnología	FPC	ETC	PTC	LFC
Costos de O&M [USD/m ²]	35,84	51,69	55,58	76,01

4.4.3 Sistema auxiliar

Como se ha comentado en las secciones pasadas la radiación es variable durante el día, por lo que existen horarios en los cuales la radiación es muy baja y no es suficiente para satisfacer a potencia nominal la central. En consecuencia, es necesario tener un sistema auxiliar de producción de calor. En general son utilizados equipos térmicos como hornos o calderas en base a gas natural. El gas natural es un combustible de rápida combustión pudiendo lograr altas temperatura en un menor periodo de tiempo respecto a los otros combustibles.

Para analizar cuánto combustible auxiliar sería necesario para completar la demanda se establece una relación a través de la ecuación (13), que considera cuanta energía se debe aportar para completar la fracción no cubierta por la tecnología termosolar [18].

$$m_{comb} = \frac{E_{req,año}}{\eta_{eq} \cdot PCI} \quad (13)$$

Considerando:

m_{comb} : masa de combustible necesaria [MMBTU]

$E_{req,año}$: es la energía requerida por el sistema auxiliar al año [kWh]

η_{eq} : es la eficiencia del equipo térmico

PCI : es el poder calorífico inferior del combustible, el cual en este caso será gas natural.

PCI_{GN} : el PCI del gas natural es de 10,83 [kWh/Nm³]

A partir de este valor podemos obtener los costos en combustible para complementar la producción de este sistema auxiliar, como el producto de la masa del combustible con el costo de este mismo como se expresa en la siguiente ecuación[18]:

$$Costo_{GN} = Precio_{GN} \cdot m_{comb} \quad (14)$$

4.4.4 Parámetros de análisis costo eficientes

4.4.4.1 LCoH

El parámetro comúnmente utilizado para comparar los costos de producción de calor para distintas fuentes energéticas y variadas tecnologías es a través del Levelized Cost of Heat (LCoH),

el cual es similar parámetro al Levelized Cost of Energy (LCoE) el cual compara los costos de producción de energía eléctrica [17].

Este parámetro se puede calcular de dos modos:

- Modo Simple:

$$LCOH = \frac{I_0 - S_0 + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (15)$$

- Modo avanzado

$$LCOH = \frac{I_0 - S_0 + \sum_{t=1}^T \frac{C_t(1-TR) - DEP_t \cdot TR}{(1+r)^t} - \frac{RV}{(1+r)^T}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (16)$$

Considerando:

LCoH: Levelized Cost Of Heat en USD/kWh

I_0 : Inversión inicial de la tecnología en USD

S_0 : Subsidio e incentivos en USD

C_t : Costos de operación y mantenimiento por año en USD

TR: Tasa de impuesto corporativa en %

DEP_t : Depreciación del activo por año en USD

RV: Valor residual en USD

E_t : Ahorro de energía final o demanda de energía final por año satisfecha con esta tecnología en kWh.

r : Tasa de descuento en %

T: Periodo de vida útil de la central

Para efecto del estudio se utiliza la ecuación (15) del LCoH a través del modo simple, el cual se espera que entregue un índice comparativo con la información que se reunió entre las distintas tecnologías.

Con el efecto de contrastar las tecnologías termosolares se calcula el LCoH del gas natural asumiendo los siguientes supuestos:

- Se calcula el LCoH para la producción de 1MW de potencia térmica trabajando a potencia nominal con un perfil horario de 12 horas durante los 365 días del año.
- Costo de inversión de 26.508 [USD][16].
- Costo de operación se considera solo el combustible con 154.229 [USD/año]
- Con 20 años de vida útil de la caldera a gas natural

- Con una tasa de descuento del 10%
- Sin subsidios ni incentivos al igual que las tecnologías termosolares

Bajo los supuestos mencionados se obtiene un LCoH para el gas natural de 35,92 [USD/kWhth] para Chile. Este valor es referencial debido a la economía de escalas en cuanto a la producción de energía y los costos de instalación asociados a la magnitud de la central instalada.

4.4.4.2 *Costo de abatimiento*

El costo de abatimiento se define como los costos adicionales de reemplazar una tecnología de referencia por una alternativa de bajas emisiones. Estos costos permiten obtener las llamadas curvas de abatimiento con las cuales se logra obtener una base para un análisis cuantitativo, para así determinar qué acciones son más efectivas para reducir las emisiones y cuánto podría costarnos implementarlas. Al tener estas curvas de variadas tecnologías nos permite obtener un mapa de oportunidades para reducir los gases de efecto invernadero en distintas regiones y sectores industriales. Por ende, lo que logra indicar este valor es cuanto es el costo promedio de evitar 1 tonelada de CO_{2eq} considerado hasta el horizonte de evaluación de la vida útil de la tecnología, es por esto que este valor está en unidades de USD/tCO₂.

En este estudio el horizonte de análisis para obtener este valor es de 25 años, el cual es la vida útil de las tecnologías termosolares. La tecnología de referencia utilizada son calderas de combustión en base a gas natural.

A modo de ejemplo, en la Figura 4-2 se observan las curvas de abatimiento de las distintas tecnologías existentes de la acuerdo al Informe de Actualización del NDC de Chile [19]. Se aprecia que los sistemas de energía termosolar obtienen un valor negativo, lo que representa un análisis positivo para esta tecnología, ya que indica que se generan beneficios a largo plazo por el uso de esta en comparación a otras para la misma producción de energía, además de disminuir las emisiones de CO₂. En este trabajo de tesis se calculan los costos de abatimiento de esta tecnología y comparan con los reportados en Informe del NDC.

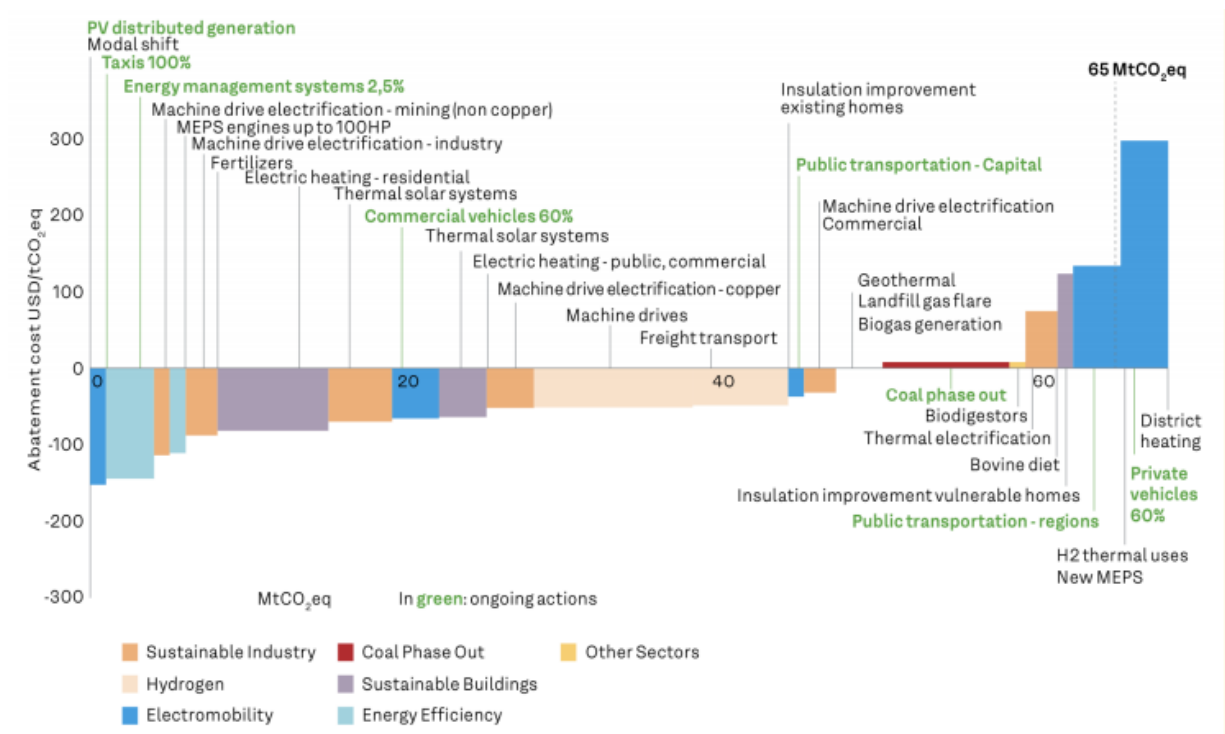


Figura 4-2 Curvas de abatimiento de distintas tecnologías. Fuente: NDC

5 Resultados

5.1 Descripción general

En esta sección se entregan los resultados obtenidos por el modelo de factibilidad técnico-económico confeccionado para el presente estudio. Se evaluó la implementación de sistemas solares térmicos en 4 tipos de industrias: cobre, papel y celulosa, pesca y cemento. Los principales supuestos de modelación se describen a continuación.

La demanda efectiva de calor de cada industria evaluada se obtiene de la Tabla 10. Para la obtención de la potencia nominal necesaria de la planta, se adecua de acuerdo al perfil horario de funcionamiento de la industria considerando un horario de trabajo de 12 horas al día, desde las 07:00 hasta las 18:59 los 365 días del año. Suministrando calor durante estos periodos en cada industria, integrando la tecnología termosolar a las tecnologías convencionales de producción de calor en las respectivas industrias.

Para la obtención de la eficiencia de cada tecnología acorde a la ecuación (9), los coeficientes aplicados son de distintos colectores solares térmicos. Por ejemplo, para la tecnología FPC se utilizaron los coeficientes del colector Savo 15 SG (ver Anexo E), para la tecnología ETC se usaron los coeficientes del estudio de Appsol [9], para la tecnología cilindro parabólica se usó el colector SKAL-ET150 [12], mientras que para los lineales de Fresnel se usó el LF-11 (ver Anexo E). Además, se utilizaron las condiciones de laboratorio para el cálculo de estos coeficientes con temperatura ambiente de 25°C y una irradiación de 1000 [W/m²]. Con estos supuestos fueron calculadas las curvas de eficiencia usadas en este estudio acorde a la temperatura demandada por cada proceso térmico de su industria respectiva.

Para el cálculo de radiación se usaron los datos obtenidos del Explorador Solar de acuerdo a la ubicación geográfica de cada industria, destacando el uso de la irradiación global y la irradiación directa normal de cada una.

Para todos los cálculos del ámbito económico se considera una vida útil de 25 años para todas las tecnologías analizadas. Se utiliza una tasa de descuento del 10 %, la cual es comúnmente utilizada en este tipo de estudios para evaluaciones del tipo privada.

Para el sistema de almacenamiento se considera un periodo de 3 horas de almacenamiento para el dimensionamiento del tanque, con esto se obtiene los MWhth que debería almacenar considerando las respectivas pérdidas mencionadas en la sección 4.3, para mantener funcionando la central a potencia nominal durante ese periodo de tiempo.

Los costos de inversión de las distintas tecnologías se muestran en la Tabla 22, mientras que los costos de inversión para el sistema de almacenamiento fueron considerados como 46 USD/kWhth. En cuanto a los costos de operación para el sistema sin almacenamiento, se utilizan los valores de la Tabla 23, mientras que para el sistema con almacenamiento se usan los de la Tabla 24.

Las temperaturas de operación están definidas por el tipo de industria en evaluación, ya sea utilizando la temperatura más alta con la cual trabaja la industria o una temperatura significativa previamente justificada. Estas temperaturas serán explicitadas en los resultados por cada industria y están respaldadas por la recopilación de información en el Anexo C.

Además de la variación del recurso solar dispuesto por cada localidad en la cual se obtenga registro de algún consumo energético cada industria.

5.2 Resultados de LCoH

El LCoH es un parámetro económico utilizado en la comparación de costos para la producción de energía de acuerdo a su fuente energética.

Para el cálculo de este parámetro se consideraron cuatro casos base para las distintas tecnologías escogidas.

- **Caso 1:** En este caso se consideran los costos **mínimos** de inversión de cada tecnología para los sistemas **sin** almacenamiento.
- **Caso 2:** Para este caso también se consideran los costos **mínimos** de inversión de cada tecnología, considerando sistema de almacenamiento.
- **Caso 3:** Para este se consideran los costos **más elevados** de inversión para los sistemas **sin** almacenamiento.
- **Caso 4:** Por último, se mantienen los costos **más elevados** de inversión para los sistemas **con** almacenamiento.

El LCoH de cada tecnología se compara con LCoH del gas natural con un valor de 35,92 [USD/kWh].

5.2.1 Industria del cobre

La industria del cobre es la más importante del país tanto económicamente como energéticamente, ya que presenta un mayor consumo de energía a lo largo de todo el territorio chileno. La demanda de calor efectivo es de 8.984 GWh anuales, teniendo procesos térmicos entre los 45° y los 120 °C, siendo este último valor el utilizado en el modelo para la obtención de los siguientes resultados.

Esta industria está ubicada desde la región de Tarapacá hasta la región de O'Higgins abarcando principalmente toda la zona norte y parte de la zona centro del país.

En la región de Antofagasta presenta un consumo de calor de 4.809 GWh siendo la región con mayor actividad. Atacama es la segunda región más activa en la industria del cobre, ya que en esta se encuentra ubicada la mina el Salvador, esta tiene un consumo de 982 GWh anuales, las cuales pueden ser implementadas con energía solar térmica con colectores cilindro parabólicos. En Tarapacá similar caso que en las regiones anteriores mantiene una tendencia en los costos de producción energía de las tecnologías termosolares, solo que estos valores se ven levemente incrementados respecto a los casos anteriores porque la zona presenta un menor recurso solar que Antofagasta, por ende, se observan valores un tanto mayores para todas las tecnologías en los diferentes supuestos. En Tarapacá mantienen un consumo de 818 GWh anuales.

La siguiente figura muestra los resultados de la evaluación.

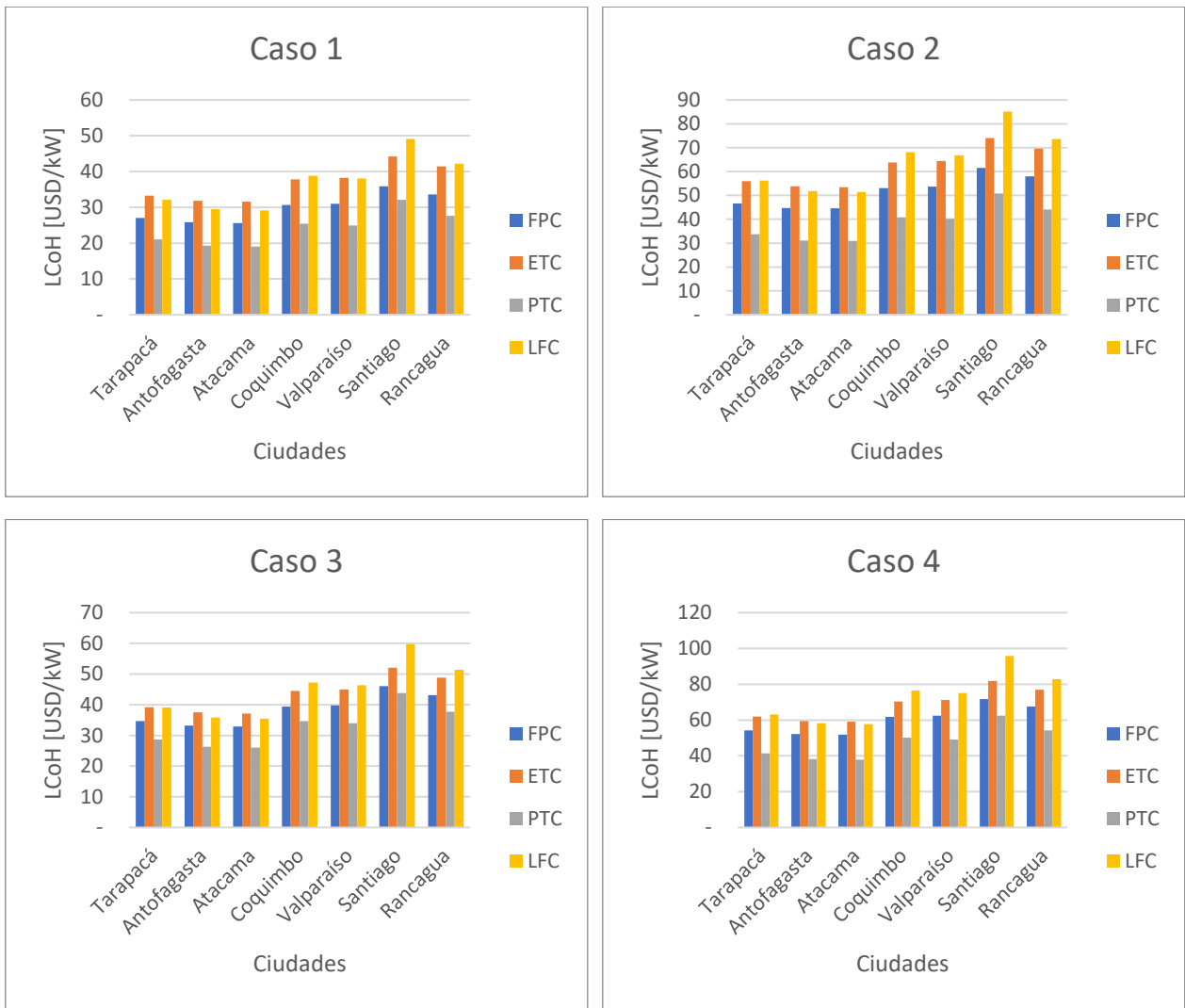


Figura 5-1 Resultados de los 4 casos de LCoH para la industria del cobre

La siguiente tabla resumen los hallazgos encontrados de la evaluación. La tecnología de menor costo es la de colectores cilindros parabólicos (PTC) lo cual se explica principalmente por la mejor eficiencia, sus bajos costos, etc. La de mayor costo es la de colectores de placa plana (FPC) en la zona norte, en conjunto con los colectores lineales de Fresnel (LFC) debido a sus mayores costos de inversión.

Tabla 25 Resultados obtenidos para la industria del cobre

Región	Demanda térmica [MWh]	Tecnología de menor costo	Potencia nominal SST instalada [MW]
Tarapacá	818.204	PTC	187
Antofagasta	4.809.276	PTC	1.099
Atacama	982.078	PTC	225
Coquimbo	572.976	PTC	131
Valparaíso	625.276	PTC	143
Metropolitana	571.813	PTC	131
O'Higgins	582.273	PTC	133

5.2.2 Industria del papel y la celulosa

La industria del papel y la celulosa tiene una gran importancia energética en el estudio, gran parte de la demanda total de energía es transformada y utilizada como fuente de calor siendo cerca del 87% de consumo total en forma de calor teniendo un consumo de calor efectivo de 23.405 GWh en todo Chile. Los procesos térmicos utilizados en esta industria se encuentran en el rango de los 60°C a los 150°C, se utilizó este último valor para la obtención de los siguientes resultados.

Esta industria está establecida desde Santiago hasta la región de Los Ríos, abarcando gran parte de la zona centro-sur del país.

La región del Biobío presenta un consumo de calor de 13.990 GWh, siendo la región con mayor actividad concentrando cerca del 60% del total nacional. La región del Maule es la segunda región con mayor actividad, esta tiene un consumo de 3.368 GWh anuales, las cuales pueden ser implementadas con energía solar térmica con colectores cilindro parabólicos (PTC). En la región Metropolitana se observan resultados interesantes, al igual que en las regiones anteriores manteniéndose una tendencia en los costos de producción de energía termosolares con especial interés en la tecnología cilindro parabólica. En las regiones de Los Ríos y la Araucanía, se observan valores de radiación menores que en las otras regiones, por ende, se obtienen mayores valores en todas las tecnologías de acuerdo a los diferentes supuestos utilizados.

La siguiente figura resume los resultados obtenidos con la investigación:

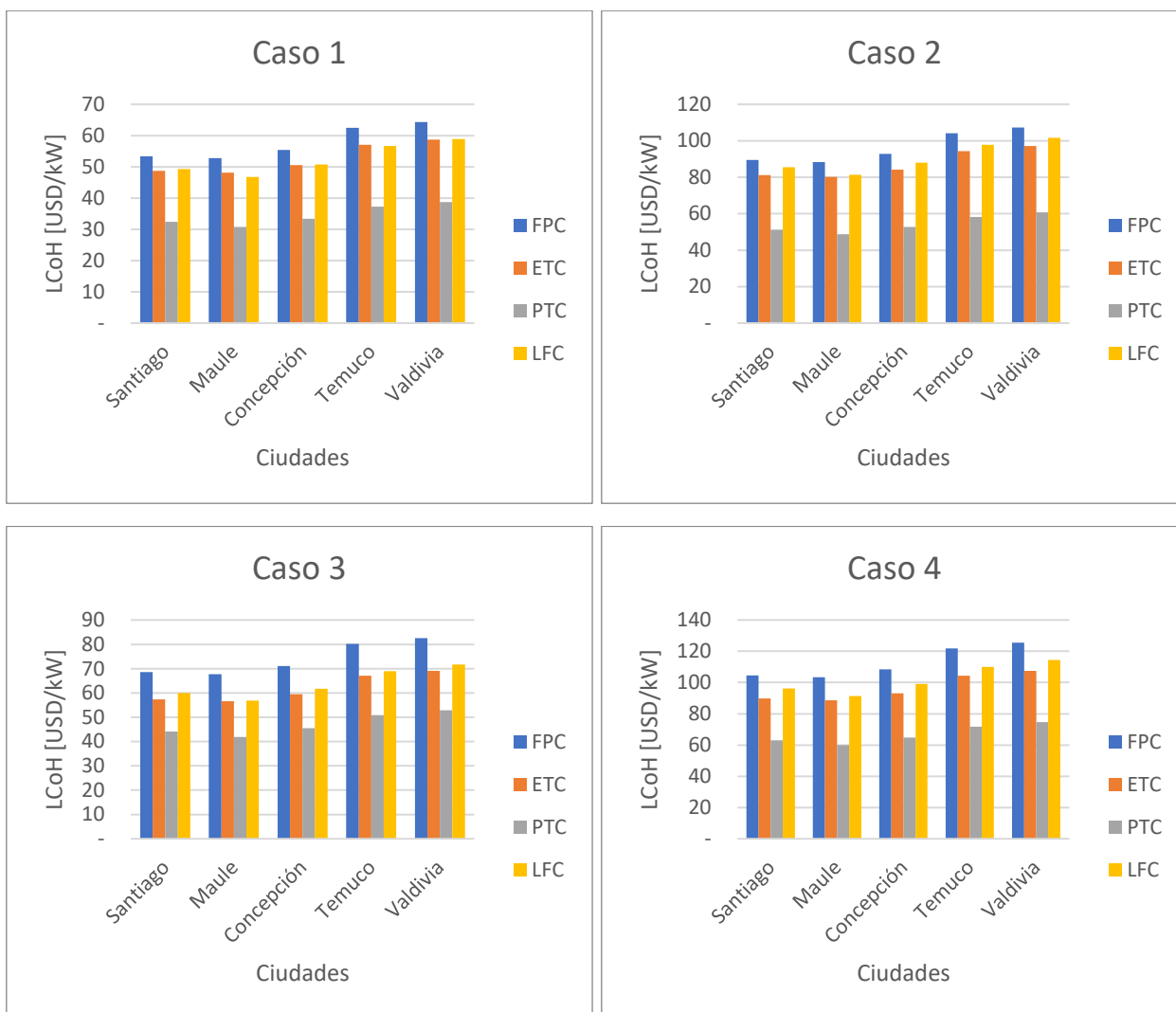


Figura 5-2 Resultados de los 4 casos de LCoH para la industria del papel y la celulosa.

La siguiente tabla resume los resultados más relevantes obtenidos con la investigación. La tecnología de menor costo para la industria del papel y la celulosa en todas las regiones es la tecnología de colectores cilindro parabólicos (PTC), debido a su alta eficiencia a temperaturas del rango medio alto, sus bajos costos de inversión y O&M. La de mayor inversión es la tecnología de colectores de placa plana (FPC), por su menor eficiencia a altas temperaturas, teniendo que compensar la producción de calor con campos de mayor tamaño. En cuanto a las tecnologías de colectores de tubos de vacío (ETC) y los colectores lineales de Fresnel (LFC) se encuentran resultados similares a lo largo del país.

Tabla 26 Resultados obtenidos para la industria del papel y la celulosa.

Región	Demanda térmica [MWh]	Tecnología de menor costo	Potencia nominal SST instalada [MW]
Metropolitana	2.150.111	PTC	491
Maule	3.368.120	PTC	770
Biobío	13.989.668	PTC	3196
Araucanía	685.711	PTC	157
Los Ríos	3.108.944	PTC	710

5.2.3 Industria de la pesca

La industria pesquera presenta una alta demanda de calor efectivo a lo largo de todo el país, presenta un consumo nacional de 2448 GWh anuales, teniendo procesos térmicos entre los 60°C y los 120°C en gran parte de las industrias en las distintas regiones, pero cabe destacar que existen industrias en las cuales también se lleva a cabo el proceso de freído de los alimentos usando temperatura de 190°C, considerando que este proceso no es en todas las regiones, se utilizó una tempera de operación de 120°C.

La región del Biobío presenta un consumo de 728 GWh anuales, siendo la región con mayor actividad energética de la industria. Los Lagos es la segunda región más activa de la pesca con un consumo de 611 GWh anuales. Las regiones de Tarapacá y Arica son las regiones en la zona norte que muestran un mayor consumo con 356 y 132 GWh anuales, las cuales pueden ser implementadas con tecnologías termosolares debido a sus altos niveles de radiación. En cuanto a las regiones de Aysén y Magallanes presentan consumos de 228 y 184 GWh anuales respectivamente, debido a sus bajos niveles de radiación directa la tecnología de colectores de placa plana entrega los mejores resultados, pero aun así son valores elevados debido a los altos costos de inversión por el bajo recurso solar global.

La siguiente figura resume los resultados obtenidos en la investigación:

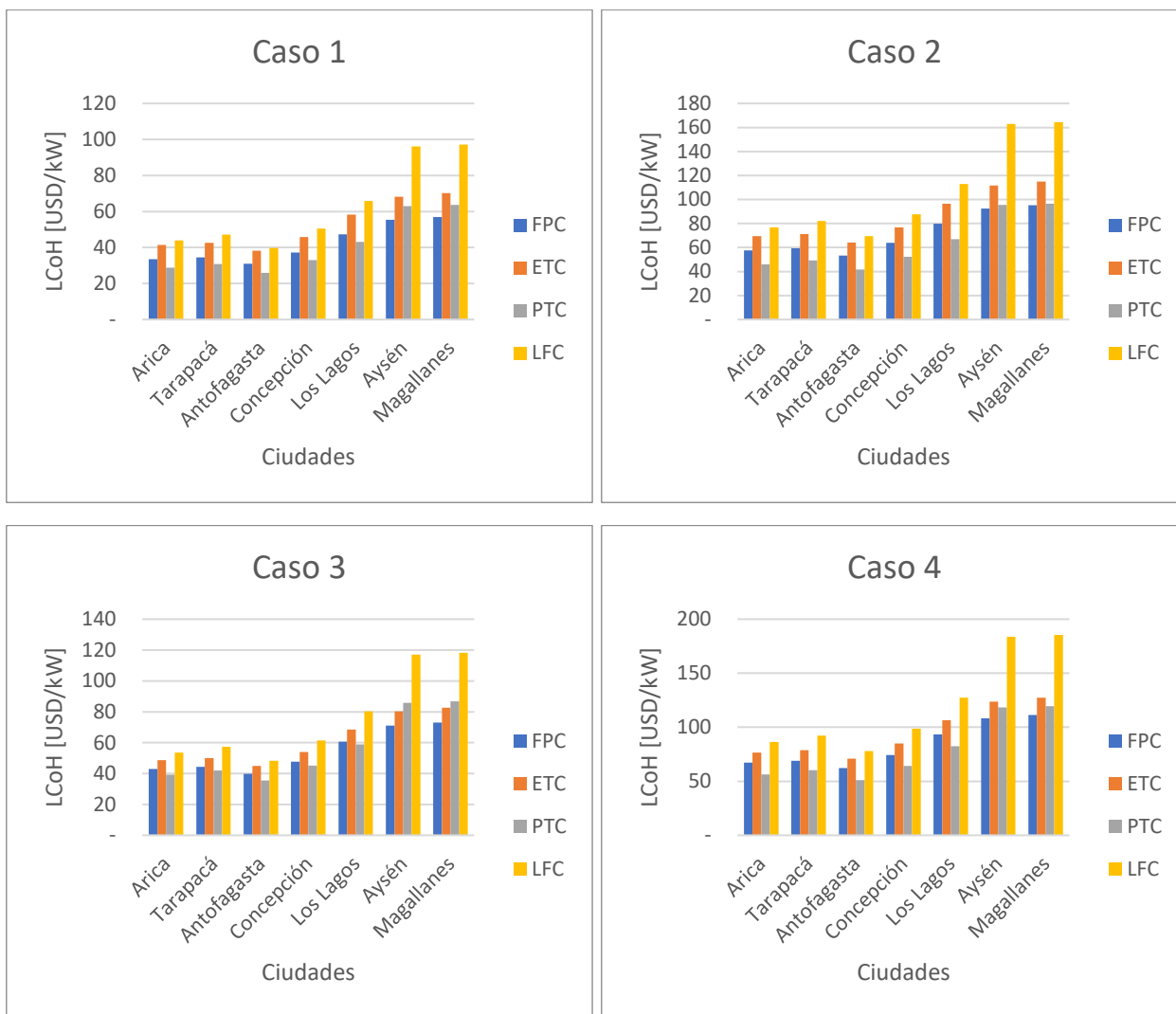


Figura 5-3 Resultados de los 4 casos de LCoH para la industria de la pesca

La siguiente tabla resume los resultados obtenidos. La tecnología de menor costo para la industria del papel y la celulosa en las regiones de la zona norte y la centro-sur, que comprenden desde Arica hasta Los Lagos es la tecnología de colectores cilindro parabólicos (PTC), debido a su buen rendimiento con temperaturas del rango medio de temperatura, además de sus bajos costos comparativos con las demás tecnologías, pero en cambio en las regiones de la zona sur del país en Aysén y Magallanes la tecnología que presenta mejores resultados es la tecnología de colectores de placa plana (FPC), esto es debido a que operan con radiación global y en aquella zona la radiación directa es muy baja en comparación al resto del país. En la tecnología de colectores lineales de Fresnel (LFC) se encuentran resultados con valores más altos debido a sus mayores costos de inversión, operación y mantenimiento que el resto de las tecnologías.

Tabla 27 Resultados obtenidos para la industria de la pesca

Región	Demanda térmica [MWh]	Tecnología de menor costo	Potencia nominal SST instalada [MW]
Arica y Parinacota	132.493	PTC	30
Tarapacá	357.964	PTC	82
Antofagasta	82.517	PTC	19
Biobío	727.551	PTC	166
Los Lagos	611.328	PTC	140
Aysén	227.796	FPC	52
Magallanes	183.631	FPC	42

5.2.4 Industria del cemento

La industria del cemento representa una de las cinco industrias con mayor consumo energético en Chile, teniendo un consumo de 2.327 GWh anuales.

Las temperaturas de operación son muy altas, los procesos térmicos utilizados trabajan entre los 400°C y los 1550°C, por ende, se plantea que el calor producido a través de las tecnologías solares térmicas se utilice con un sistema de integración de precalentamiento de fluidos de trabajo. La temperatura de operación es de 380°C al ser la temperatura máxima de la tecnología LFC y cercana al límite de operación de la tecnología PTC.

Esta industria está ubicada desde la región de Antofagasta hasta la región del Biobío.

En la región Metropolitana se presenta un consumo de calor de proceso de 201 GWh anuales siendo la región con mayor actividad. La región de Valparaíso es la segunda más activa en la industria del cemento, esta tiene un consumo de 155 GWh anuales, las cuales pueden ser implementadas con sistemas de integración de precalentamiento con tecnologías termosolares concentradas. En Antofagasta y Atacama se consumen 131 y 59 GWh anualmente respectivamente, en esta zona del país se presentan condiciones favorables para la obtención de altas temperaturas debido a los altos valores de radiación directa normal y los cielos despejados, parámetros importantes para las tecnologías concentradas como la cilindro parabólica (PTC) y la lineal de Fresnel (LFC). Concepción con un consumo anual de 48 GWh es la región que presenta los mayores costos entre las tecnologías disponibles, debido a la menor radiación directa en comparación a las demás regiones.

La siguiente figura resume los resultados obtenidos en la investigación:

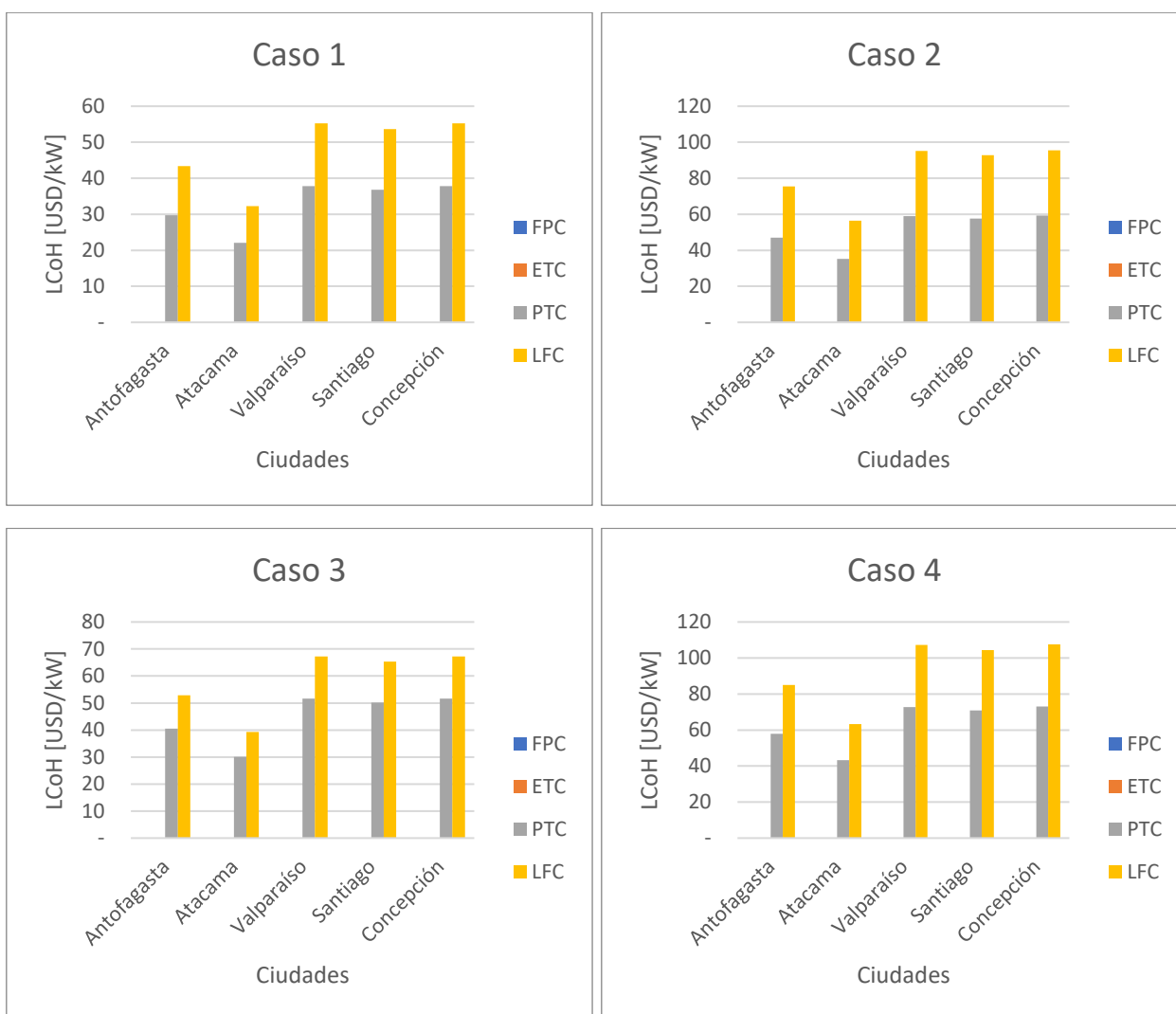


Figura 5-4 Resultados de los 4 casos de LCoH para la industria del cemento.

En la Tabla 28 se resumen los hallazgos encontrados de la evaluación. La tecnología de menor costo es la de colectores cilindros parabólicos (PTC) lo cual se explica principalmente por la mejor eficiencia a altas temperaturas (sobre el 66%), sus bajos costos, etc. En comparación con la tecnología de colectores lineales de Fresnel (LFC), que si bien presentan una buena eficiencia (cerca del 60%), sus costos son elevados para competir con la tecnología PTC. En cambio, las tecnologías no concentradas como la de placa plana (FPC) y la de tubos de vacío (ETC), operan en rangos de temperatura menores a los utilizados en esta industria.

Si bien se menciona anteriormente que la industria del cemento opera con altas temperatura y la tecnología solar térmica no alcanza estas temperaturas, es posible utilizarla para compensar una fracción de energía térmica con esta tecnología contribuyendo un porcentaje del total y evitando que se generen una fracción considerable de emisiones contaminantes.

Tabla 28 Resultados obtenidos para la industria del cemento

Región	Demanda térmica [MWh]	Tecnología de menor costo	Potencia nominal SST instalada [MW]
Antofagasta	496.268	PTC	113
Atacama	224.308	PTC	51
Valparaíso	581.111	PTC	133
Metropolitana	755.444	PTC	173
Biobío	178.982	PTC	154

5.3 Resultados de los costos de abatimiento

A continuación, se presentan los resultados de costos de abatimiento para los distintos casos evaluados. Los principales supuestos fueron los siguientes:

- Se supuso que el combustible reemplazado corresponde al gas natural.
- El factor de emisión del gas natural es de 64.200 [kgCO₂/TJ] .
- El costo de inversión de la caldera a gas natural es considerado nulo, debido al supuesto que la tecnología termosolar es utilizada como sistema complementario.
- El precio del gas natural es de 10,26 [USD/MMBTU].
- La tasa de descuento aplicada es del 10%.

5.3.1 Industria del cobre

La siguiente figura muestra el costo de abatimiento por ciudad y tipo de tecnología para el caso sin sistema de almacenamiento. Los resultados muestran costos de abatimiento negativos para la tecnología FPC y PTC en todas las regiones evaluadas, lo cual se interpreta como una tecnología costo eficiente para reducir emisiones de gases de invernadero.

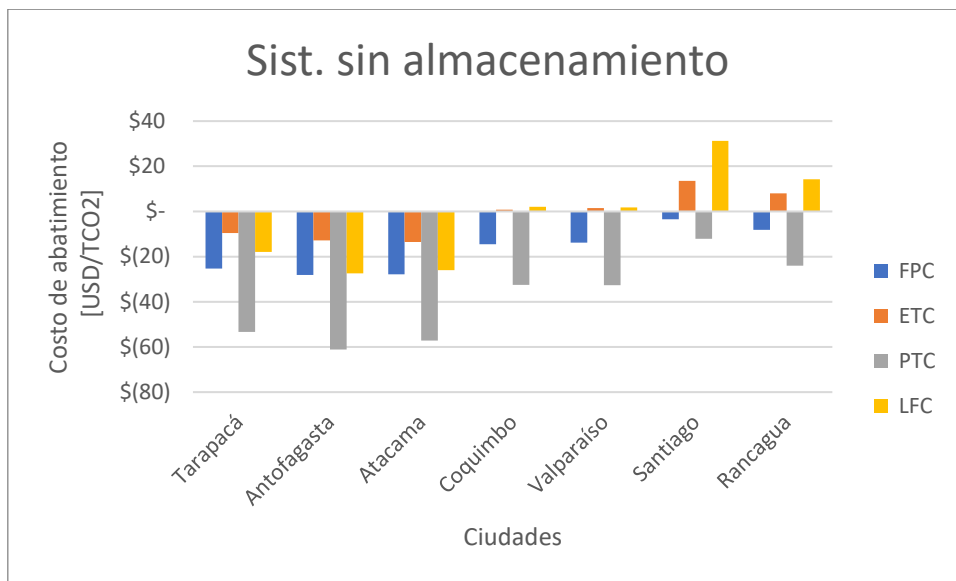


Figura 5-5 Costo de abatimiento del SST sin almacenamiento para la industria del cobre.

La siguiente figura muestra el costo de abatimiento por ciudad y tipo de tecnología para el caso con sistema de almacenamiento. Los resultados muestran costos de abatimiento mayormente positivos para todas las tecnologías evaluadas, excepto la tecnología PTC que en la zona norte demuestra costos de abatimiento negativos. El costo de abatimiento es más alto que el caso con almacenamiento porque los costos de inversión, operación y mantenimiento son más elevados en comparación al caso sin almacenamiento y al ser comparados con los costos de operación en las tecnologías de gas natural se demuestran costos más elevados en la producción de calor.

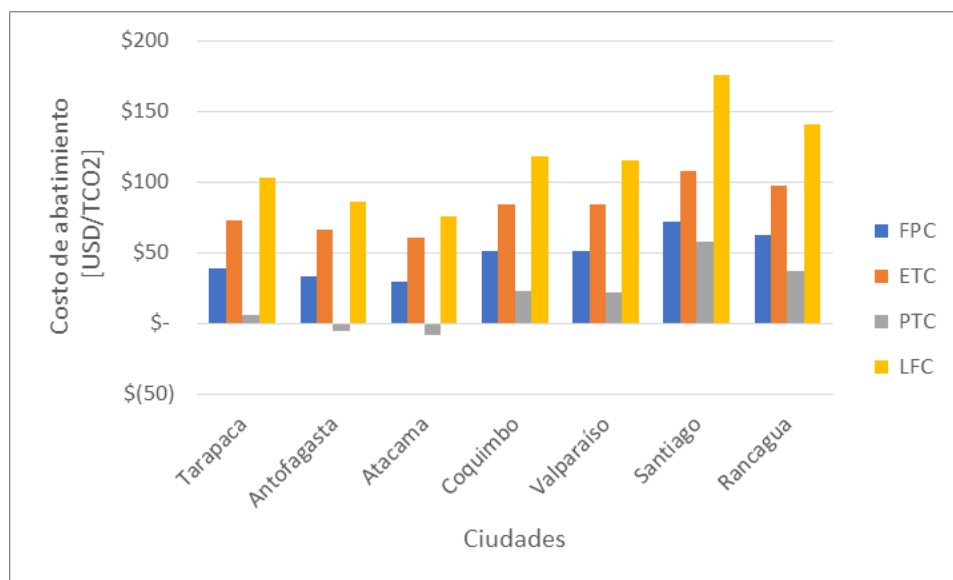


Figura 5-6 Costo de abatimiento del SST con almacenamiento para la industria del cobre.

5.3.2 Industria del papel y la celulosa

En la siguiente figura se muestra el costo de abatimiento para la industria del papel y celulosa por ciudad y tipo de tecnología termosolar investigada. Los resultados muestran valores negativos de los costos de abatimiento para la tecnología PTC en las regiones Metropolitana, del Maule y del Biobío. En cambio, para las demás tecnologías se muestran valores positivos en el costo de abatimiento obtenido por el estudio, lo cual se interpreta que la tecnología PTC en la zona centro del país es una tecnología costo eficiente para su implementación en la industria en el caso del sistema sin almacenamiento.

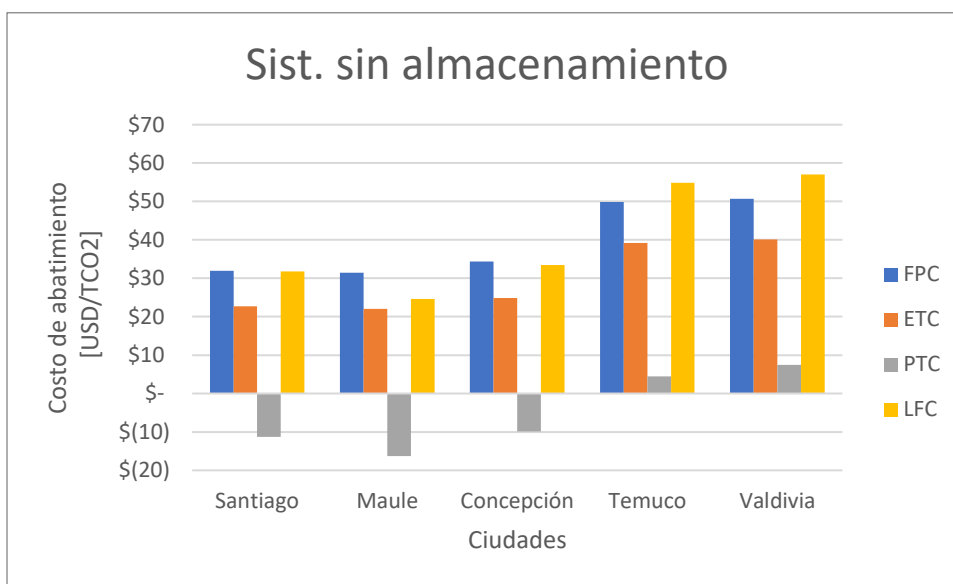


Figura 5-7 Costo de abatimiento del SST sin almacenamiento para la industria del papel y la celulosa.

La siguiente figura muestra el costo de abatimiento por ciudad y tipo de tecnología para el caso con sistema de almacenamiento. Los resultados muestran costos de abatimiento positivos para todas las tecnologías, debido a la menor radiación que se presenta en la zona centro y sur del país, sumado a los altos costos mencionados anteriormente para implementar el sistema de almacenamiento.

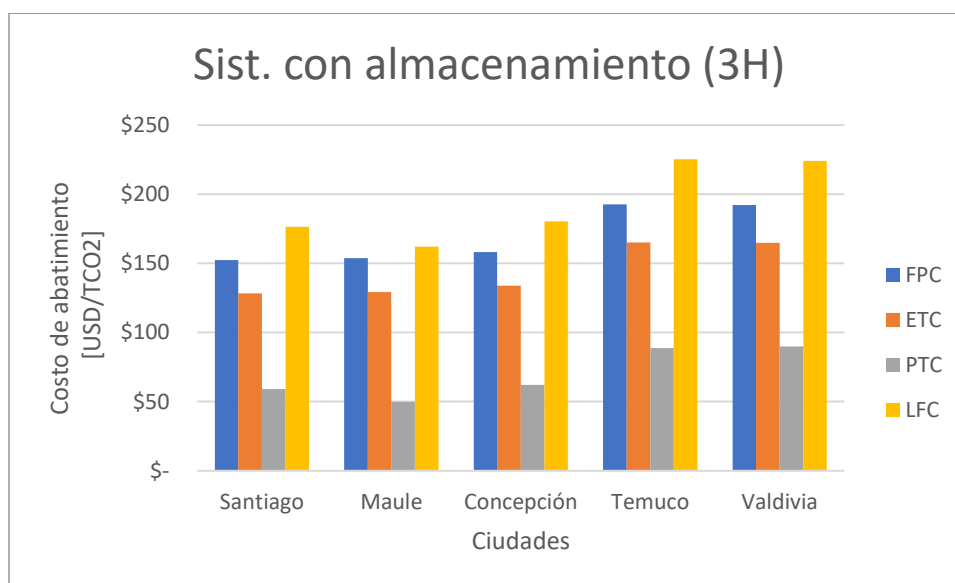


Figura 5-8 Costo de abatimiento del SST con almacenamiento para la industria del papel y la celulosa.

5.3.3 Industria de la pesca

En la siguiente figura se observan los resultados obtenidos de los costos de abatimiento calculados para la introducción de tecnologías termosolares para sistemas sin almacenamiento que se contrastan con tecnologías en base a gas natural ya instaladas a través del costo de abatimiento, interpretándose como un sistema de implementación en las diferentes industrias de alto consumo de calor. En la zona norte es en la cual se obtienen mejores resultados con costos de abatimiento negativos para las tecnologías PTC y FPC, si bien para las tecnologías ETC y LFC se obtienen valores positivos, pero aquellos son bastante bajos para las regiones de Arica, Antofagasta y Tarapacá. En cambio, en las regiones de la zona sur del país se obtienen costo de abatimiento positivos debido al bajo recurso solar con el que se cuenta en esas regiones, siendo la tecnología FPC la que representa un mejor rendimiento costo eficiente en la zona sur de Chile.

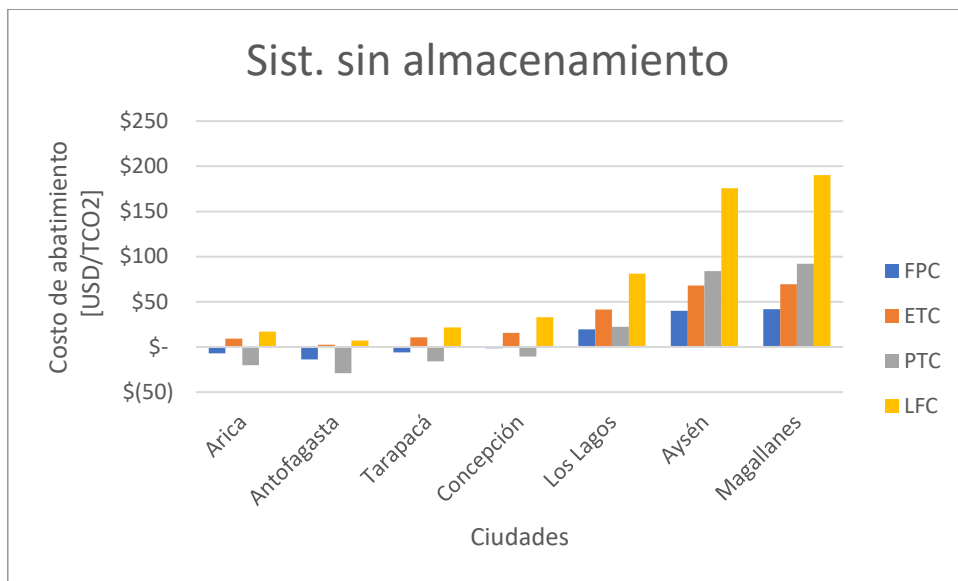


Figura 5-9 Costo de abatimiento del SST sin almacenamiento para la industria de la pesca.

En el caso de los sistemas con 3 horas de almacenamiento se muestran los costos de abatimiento por ciudad y tecnología para la industria pesquera. Los resultados muestran costos de abatimiento positivos para las tecnologías termosolares tanto en la zona norte como en la zona sur del país, en esta última se incrementan notoriamente estos costos debido al menor recurso solar, sobre todo de radiación directa normal afectando la producción de calor en los colectores concentrados principalmente.

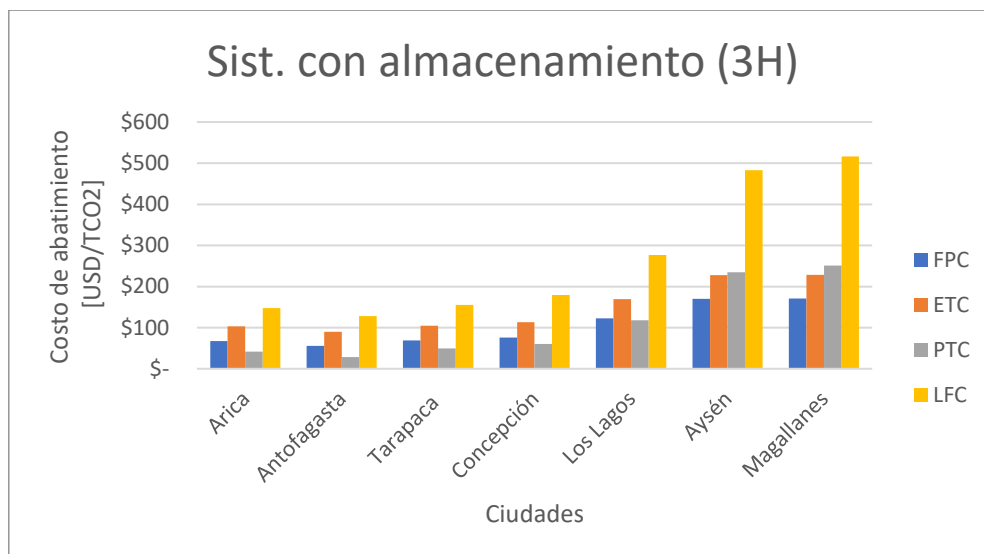


Figura 5-10 Costo de abatimiento del SST con almacenamiento para la industria de la pesca.

5.3.4 Industria del cemento

En la siguiente figura se muestra el costo de abatimiento para las tecnologías PTC y LFC, debido a que las tecnologías FPC y ETC no cumplen con los requerimientos de temperatura utilizados para la modelación de demanda de calor a altas temperaturas, cabe destacar que el calor brindado por las tecnologías termosolares son a través de convección, ya que el calor es transportado a través de fluidos térmicos para luego ser traspasado por convección a otro fluido o a la aplicación debida del sistema de integración utilizada, debido a que la industria del cemento utiliza altas temperaturas sobre los 400°C.

Se presenta como precedente que, en caso de contribuir positivamente este tipo de transferencia de calor siendo un aporte efectivo, será factible técnicamente su implementación. Para la zona norte se observan valores negativos para la tecnología PTC siendo una gran propuesta para su implementación por el parámetro costo eficiente, en cuanto a la tecnología LFC se obtiene valores negativos y de bajo valor en la zona norte siendo una buena propuesta también. En cambio, en la zona centro del país estos valores aumentan al disminuir el recurso solar, debido a que el tamaño del campo aumenta para cumplir con la demanda de calor requerida por la industria, esto conlleva a un aumento en los costos por tecnología.

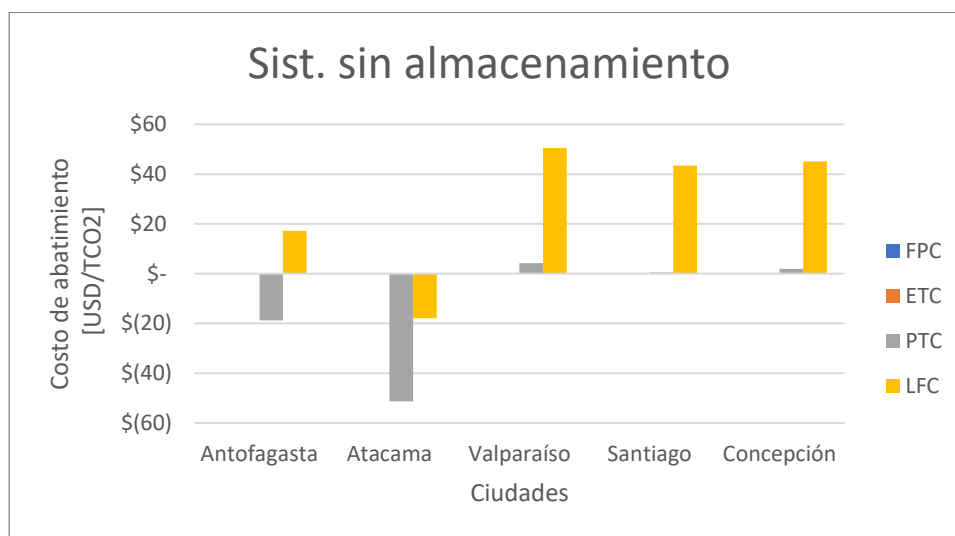


Figura 5-11 Costo de abatimiento del SST sin almacenamiento para la industria del cemento.

La siguiente figura muestra el costo de abatimiento por ciudad para las tecnologías PTC y LFC, para el caso con sistema de almacenamiento. Los resultados muestran costos de abatimiento mayormente positivos para las dos tecnologías evaluadas, en la zona norte demuestra menores costos de abatimiento que en la región del Biobío, debido al mayor recurso solar en las regiones de Antofagasta y Atacama.

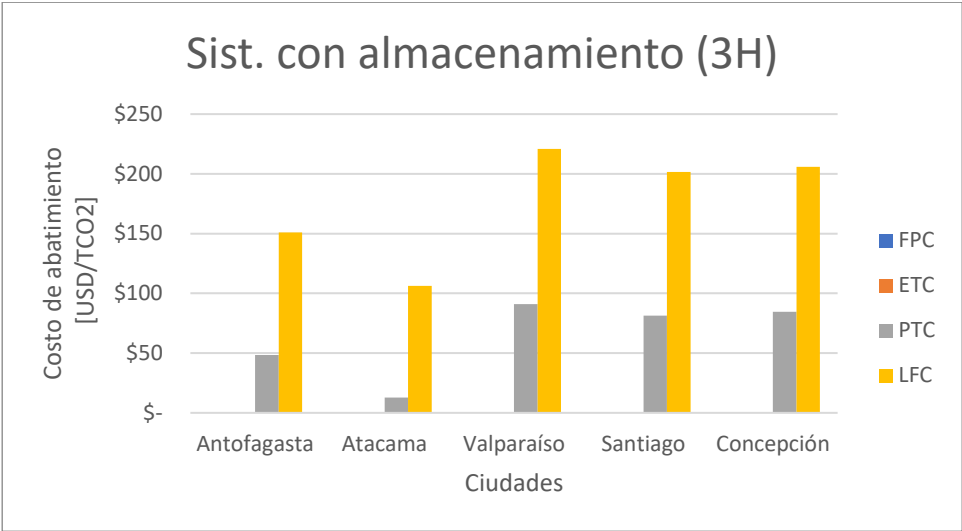


Figura 5-12 Costo de abatimiento del SST con almacenamiento para la industria del cemento.

6 Conclusiones

A través de este trabajo se logra evaluar técnica y económicamente la introducción de 4 tecnologías termosolares (FPC, ETC, PTC, LFC) para la producción de calor en 4 tipos de industrias (cobre, papel y celulosa, pesca y cemento). Para esto se desarrolló un modelo que considera las características técnicas que presenta la energía solar térmica y las condiciones climáticas de cada región en evaluación. Se modeló la curva de eficiencia de los distintos colectores estudiados en función de la temperatura de trabajo observadas en la Tabla 6. Se muestra que el tamaño de la central está fuertemente determinado por este valor de eficiencia, ya que al tener valores bajos de eficiencia eran necesarios grandes áreas de recolección para cumplir con la potencia requerida por cada industria regido por la ecuación (8), estos fueron los factores más predominantes en la evaluación técnica.

En cuanto a la evaluación económica, los costos tanto de inversión como los costos de operación y mantenimiento, existe poca información a nivel nacional por lo que se realizó un análisis de sensibilidad para abordar esta incertidumbre comparando distintas fuentes para el cálculo del LCoH como se explica en la sección 5.2 de resultados.

Una vez evaluada la metodología propuesta en la sección de resultados, que desarrolla los casos de estudio mencionados para las cuatro industrias con mayor consumo en el país se llega a las siguientes conclusiones a partir de los resultados obtenidos.

Los sistemas térmicos sin almacenamiento, para variados rangos de temperatura de trabajo en la zona norte, resultaron favorables para la implementación de las diferentes tecnologías. La tecnología PTC presentó mejores resultados en la mayoría de las regiones del norte del país, inclusive mostro resultados de gran interés para temperaturas altas de operación en estas. La tecnología FPC también entrego cifras favorables para temperaturas bajo los 120°C en toda la zona norte, incluso con la tecnología PTC se destacaron positivamente en la zona centro sur del país, hasta la región del Biobío para temperaturas bajo los 120°C. Las tecnologías ETC y LFC pese a sus grandes capacidades técnicas para su implementación, sus altos costos juegan en contra elevando los parámetros económicos utilizados en la zona centro sur del país. Sin embargo, en la zona norte del país se mostraron como tecnologías competitivas para el reemplazo de los combustibles fósiles a diferentes temperaturas.

En cuanto a la industria del cobre, la tecnología que entrego mejores resultados fue la de colectores cilindro parabólicos (PTC), sobre todo en la zona norte del país debido a las condiciones climáticas y principalmente al alto recurso solar con el que cuentan esas regiones. Para las regiones Metropolitanas y de O'Higgins se obtuvieron resultados favorables para el estudio con los mejores resultados tanto con los resultados del LCoH para los casos 1 y 3 como para los costos de abatimiento para las tecnologías de colectores cilindro parabólicos (PTC) seguida de los colectores de placa plana (FPC). En cuanto a las tecnologías de colectores de tubo de vacío (ETC) y los colectores lineales de Fresnel (LFC) se observan resultados alentadores en la zona norte del país, pero en la zona centro se obtienen costos de abatimiento positivos debido a la disminución del recurso solar y sus mayores costos en relación a las otras tecnologías.

Para la industria del papel y la celulosa la cual se desarrolla en la zona centro y sur del país los resultados obtenidos indican que la tecnología con mejor proyección para su implementación es la de colectores cilindro parabólicos (PTC) debido a su alta eficiencia a temperaturas de hasta 150°C en comparación con las otras tecnologías, en cuanto a los costos de abatimiento para el sistema sin

almacenamiento fue la única que entregó valores negativos para su instalación. Debido a su mayor temperatura la tecnología FPC y ETC muestran menores eficiencias en sus sistemas provocando un aumento en el área de colectores para satisfacer la demanda requerida, lo que incurre en mayores costos. La tecnología LFC es la que presenta mayores costos de abatimiento sobre todo en las regiones de más al sur, esto es debido a su menor recurso solar y sus costos más elevados.

En la industria de la pesca, una de las que demuestra mayor distribución de demanda a lo largo del país, por ende, presenta distintos escenarios. En la zona norte se concluye que la tecnología PTC es la que presenta mejores resultados tanto en el parámetro LCoH como con los costos de abatimiento para el sistema sin almacenamiento, mientras que en la zona sur del país la tecnología FPC es la que presenta resultados de gran interés, esto es debido a que en las regiones del sur de Chile es baja la radiación directa normal, disminuyendo la producción de calor de los colectores concentrados, siendo especial escenario para los colectores no concentrados que son capaces de captar la radiación difusa del ambiente.

En cuanto a la industria del cemento, se presentan dos tecnologías disponibles debido a sus altas temperaturas de operación, estas son las tecnologías PTC y LFC. La tecnología PTC es la que obtiene los mejores resultados comparativos sobre todo en la zona norte del país para el sistema sin almacenamiento respaldado por los resultados de los costos de abatimiento, al desplazarse hacia las regiones de la zona centro y sur del país estos costos aumentan, debido al menor recurso solar de la zona que conlleva a invertir en mayores campos de colectores, pese a esto se mantienen en un rango que compite de gran manera con la producción de calor en base a gas natural. En cuanto a la tecnología LFC obtiene bajos costos de abatimiento en la zona norte que van aumentando al irse desplazando hacia las regiones de la zona centro del país. El aporte de calor brindado por el sistema solar térmico es a través de transferencia de calor, con un fluido calor portador el que puede ceder esta energía a través de convección o conducción, dejando en claro que no es un aporte directo a la fuente, más bien es un sistema de integración para el precalentamiento de una máquina térmica.

En comparación a la propuesta de la NDC mencionada en la sección de antecedentes, la cual plantea que los costos de abatimiento de los sistemas solares térmicos para el aporte de calor en procesos térmicos de $-69,8$ [USD/tCO₂eq] considerando una tasa de descuento del 6%, al compararlos con los resultados obtenidos la industria que más se acerca a este valor es la industria del cobre en la zona norte llegando a los -60 [USD/tCO₂eq] pero este considera una tasa de descuento más conservadora del 10% entregando mejores resultados comparativos en la zona norte, mientras que en la zona sur para la industria del papel y la celulosa en la región del Biobío se obtiene costos de abatimiento de -10 [USD/tCO₂eq] con una tasa de descuento del 10%, manteniendo un resultado sólido para la tecnología PTC.

Como trabajo futuro se plantea trabajar con economías de escala para los distintos tamaños de las centrales solares térmicas, incluir impuestos a la emisión de gases de efecto invernadero o impuestos verdes para la implementación de tecnologías de producción libre de carbono y analizar su impacto en las industrias. Además, trabajar en la optimización del uso de sistemas de almacenamiento para obtener mejores resultados costo-eficiente al usarse ya que la zona norte presenta un gran potencial solar y cuenta con disponibilidad de terreno para la instalación de estos sistemas solares térmicos.

Bibliografía

- [1] *Comisión Nacional de Energía. (2016). Capacidad Instalada. 2020, junio, de Energía Abierta Recuperado de <http://energiaabierta.cl>.*
- [2] *Richard Martínez. (2018). TERCER INFORME BIENAL DE ACTUALIZACIÓN DE CHILE SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO. Ministerio de Medio Ambiente, 3, 81*
- [3] *IRENA, IEA-ETSAP. (2015, enero). Solar Heat for Industrial Processes. IRENA, pp.12-13.*
- [4] *ORKLI. (2017). Sistema Solar OKSOL. ORKLI, p.5.*
- [5] *Ministerio de Energía, GIZ, Universidad de Chile. (2004). Exploración. 2020, junio, de Explorador Solar Recuperado de <http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/exploracion>*
- [6] *Laveet Kumar, M. Hasanuzzaman, N.A. Rahim. (2016). Global advancement of solar thermal energy technologies for industrial process heat and its future prospects: A review. Elsevier, A, 12-16.*
- [7] *Manuel Gabriel Rojas Viada. M. A. (2013). Diseño básico y análisis de prefactibilidad de sistemas solares térmicos híbridos de gran envergadura para aplicación industrial, de potencias mayores a 2 MWt. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Mecánico. Santiago, Chile: Universidad de Chile.*
- [8] *A. G. Lupu, V. M. Homutescu, D. T. Balanescu, Popescu. (2018). Efficiency of solar collectors – a review. IOP, pp. 3-5.*
- [9] *AIGUASOL. (2017). Manual de diseño de Sistemas Solares Térmicos para la Industria Chilena. APPSOL, pp. 61-66.*
- [10] *Eficiencia energética de los edificios. Método para el cálculo de las demandas energéticas y de las eficiencias de los sistemas. Parte 4-3: Sistemas de generación de calor, sistemas solares térmicos y fotovoltaicos, Módulos M3-8-3, M8-8-3, M11-8-3*
- [11] *A Parabolic Trough Solar Power Plant Simulation Model. Price, Henry. Hawái: NREL, 2003.*
- [12] *Eduardo Andrés Chandía Abuín. M. A. (2012). Diseño y análisis técnico-económico de una central solar termoeléctrica con almacenamiento térmico en el norte de Chile. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Mecánico. Santiago, Chile: Universidad de Chile.*
- [13] *AEE INTEC, PSE AG. (2013). Database for applications of solar heat integration in industrial processes. Solar Thermal Plants Database. 2020, junio, Recuperado de <http://ship-plants.info/>.*

- [14] RIOGLASS. (2020). *SUN2HEAT: Calor solar en industria y minería: Aplicaciones y estudios de casos*. ATA Insight. 2020, junio, Recuperado de <https://atainsights.com/es/webinars/>.
- [15] National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2019). *CSP Systems Analysis - Final Project Report*. SAM pp. 9-21.
- [16] Cristian Mardones, Belén Flores. (2018). *Effectiveness of a CO2 tax on industrial emissions*. Concepción, Chile: Department of Industrial Engineering, University of Concepción.
- [17] International Energy Agency (IEA). (2017). *Guideline for levelized cost of heat (LCoH) calculations for solar thermal applications*. TASK, 54, pp. 1-6.
- [18] Sergio Hernán Ormeño Muñoz, M. A. (2016). *Aplicación de paneles solares termodinámicos en sistemas solares térmicos*. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Mecánico. Santiago, Chile: Universidad de Chile.
- [19] Benavides Farías, C. Subdirector del centro de energía de la Universidad de Chile. Profesor del diplomado “Cambio climático y desarrollo bajo en carbono” (2020). *Explicación sobre la introducción al concepto de costo de abatimiento*.
- [20] Universidad Adolfo Ibáñez. (2018). *Informe Estado del arte de los procesos productivos del cobre, hierro, oro y metalurgia manufacturera MANDANTE: Integración de tecnología termosolar en la industria metalúrgica chilena para mejorar sus ventajas competitivas.*, 2, pp. 64-68.
- [21] Barbel Epp, Marisol Oropeza. (marzo 2017). *Calor solar para la industria*. Solar Payback, A, 2-5.

Anexo A Consumo Regional de Energía del 2017

Consumo de carbón en las distintas industrias de Chile en 2017.

Consumo Regional de Energía a partir de BNE2017

(Teracalorías)

ENERGÉTICO	SECTOR	SUBSECTOR	Tarapacá	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	O'Higgins	Del Maule	Biobío	Araucanía	Los Lagos	Aysén	Magallanes	Metropolitana	Los Ríos	Arica y Parinacota	TOTAL NACIONAL 2017
CARBÓN MINERAL	INDUSTRIA	AZUCAR	-	-	-	-	-	-	221,21	598,37	-	-	-	-	-	-	-	819,58
CARBÓN MINERAL	MINERÍA	HIERRO	-	-	721,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	721,12
CARBÓN MINERAL	INDUSTRIA	INDUSTRIAS VARIAS	-	-	-	30,96	36,28	81,91	36,54	18,06	16,70	203,17	-	-	8,11	6,74	-	438,46
CARBÓN MINERAL	MINERÍA	MINAS VARIAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	128,99	-	-	128,99
CARBÓN MINERAL	INDUSTRIA	AGROINDUSTRIA	-	-	-	-	-	99,91	-	-	-	-	-	-	-	-	-	99,91
CARBÓN MINERAL	INDUSTRIA	CEMENTO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	48,15	-	-	48,15
CARBÓN MINERAL	INDUSTRIA	PESCA	-	-	-	2,43	-	15,44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,86
CARBÓN MINERAL	ENERGÍA	ELECTRICIDAD	-	-	-	-	7,68	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,68
CARBÓN MINERAL	INDUSTRIA	PAPEL Y CELULOSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,33	-	-	4,33
CARBÓN MINERAL	MINERÍA	COBRE	-	0,01	-	-	2,06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,07

Consumo de diésel en las distintas industrias de Chile en 2017.

(Teracalorías)

ENERGÉTICO	SECTOR	SUBSECTOR	Tarapacá	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	O'Higgins	Del Maule	Biobío	Araucanía	Los Lagos	Aysén	Magallanes	Metropolitana	Los Ríos	Arica y Parinacota	TOTAL NACIONAL 2017
DIÉSEL	MINERÍA	COBRE	1.971,5	9.622,51	1.808,3	871,89	650,34	209,11	-	0,17	-	-	86,76	-	933,43	-	5,44	16.159,4
DIÉSEL	INDUSTRIA	INDUSTRIAS VARIAS	260,00	1.566,05	70,49	97,70	481,72	365,31	405,89	734,4	25,51	170,48	66,11	111,79	1.032,61	259,38	11,63	5.659,07
DIÉSEL	MINERÍA	MINAS VARIAS	598,95	2.075,80	484,53	173,50	144,32	37,06	-	0,03	-	-	15,37	153,63	165,89	-	0,96	3.850,04

DIÉSEL	INDUSTRIA	CONSTRUCCIÓN	110,05	210,04	248,72	121,26	149,06	93,40	58,53	166,3	35,53	77,85	34,07	115,28	372,89	37,39	53,35	1.883,68
DIÉSEL	INDUSTRIA	PESCA	192,82	35,89	1,69	13,10	-	-	-	356,4	-	495,38	229,42	176,82	-	1,25	45,40	1.548,15
DIÉSEL	INDUSTRIA	AGROINDUSTRIA	-	0,89	8,19	29,34	226,54	158,10	50,85	383,2	-	61,07	0,92	0,06	67,09	57,23	5,14	1.048,63
DIÉSEL	MINERÍA	SALITRE	-	625,96	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	625,96
DIÉSEL	MINERÍA	HIERRO	-	-	467,53	58,88	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	526,41
DIÉSEL	INDUSTRIA	PAPEL Y CELULOSA	-	-	-	-	0,35	3,12	8,42	154,5	34,40	0,25	-	3,75	2,46	22,22	-	229,52
DIÉSEL	INDUSTRIA	SIDERURGIA	1,17	29,52	0,26	-	0,98	1,12	-	19,03	-	-	-	-	23,63	-	-	75,71
DIÉSEL	INDUSTRIA	CEMENTO	-	-	-	-	19,42	13,87	-	-	-	-	0,92	0,00	0,60	-	-	34,81
DIÉSEL	INDUSTRIA	AZUCAR	-	-	-	-	-	-	0,99	4,65	0,38	-	-	-	-	-	-	6,02
DIÉSEL	ENERGÍA	REFINERÍA Y EXTRACCIÓN PETR-GN	-	-	-	-	2,25	-	-	0,35	-	-	-	-	-	-	-	2,60
DIÉSEL	INDUSTRIA	PETROQUIMICA	-	-	-	-	-	-	-	0,04	-	-	-	-	-	-	-	0,04

Consumo de gas natural en las distintas industrias de Chile en 2017.

Consumo Regional de Energía a partir de BNE2017																		
(Teracalorías)																		
ENERGÉTICO	SECTOR	SUBSECTOR	Tarapacá	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	O'Higgins	Del Maule	Biobío	Araucanía	Los Lagos	Aysén	Magallanes	Metropolitana	Los Ríos	Arica y Parinacota	TOTAL NACIONAL 2017
GAS NATURAL	INDUSTRIA	INDUSTRIAS VARIAS	-	-	-	2,01	480,50	439,79	22,83	219,94	35,55	92,99	-	178,85	2.209,16	16,63	-	3.698,24
GAS NATURAL	INDUSTRIA	PAPEL Y CELULOSA	-	-	-	-	-	32,32	-	44,36	-	-	-	-	1.706,77	-	-	1.783,44
GAS NATURAL	ENERGÍA	REFINERÍA Y EXTRACCIÓN PETR-GN	-	-	-	-	1,09	-	-	0,48	-	-	-	1.696,43	-	-	-	1.697,99
GAS NATURAL	MINERÍA	COBRE	-	495,03	-	-	512,68	345,46	-	-	-	-	-	-	27,36	-	-	1.380,53
GAS NATURAL	ENERGÍA	PRODUCCIÓN DE METANOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	797,23	-	-	-	797,23
GAS NATURAL	INDUSTRIA	CONSTRUCCIÓN	-	-	-	28,00	-	-	-	-	-	-	-	2,10	426,99	-	-	457,09
GAS NATURAL	MINERÍA	MINAS VARIAS	-	48,92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	329,02	-	-	377,95

GAS NATURAL	INDUSTRIA	AGROINDUSTRIA	-	-	-	-	6,20	156,95	3,94	38,26	-	-	-	-	16,15	16,63	-	238,12
GAS NATURAL	MINERÍA	SALITRE	-	195,74	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	195,74
GAS NATURAL	INDUSTRIA	CEMENTO	-	-	-	-	48,89	-	-	30,64	-	12,46	-	-	18,64	-	-	110,62
GAS NATURAL	INDUSTRIA	SIDERURGIA	-	34,26	-	-	-	-	-	16,62	-	-	-	-	8,45	-	-	59,33
GAS NATURAL	INDUSTRIA	PETROQUIMICA	-	-	-	-	23,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23,25
GAS NATURAL	INDUSTRIA	PESCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,84	-	10,76	-	-	-	11,60
GAS NATURAL	INDUSTRIA	AZUCAR	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	-	-	-	11,29	-	-	11,29

Anexo B Mapas del recurso solar en Chile.

Ilustración 0-1 Mapa de recurso solar de irradiación global horizontal en Chile.

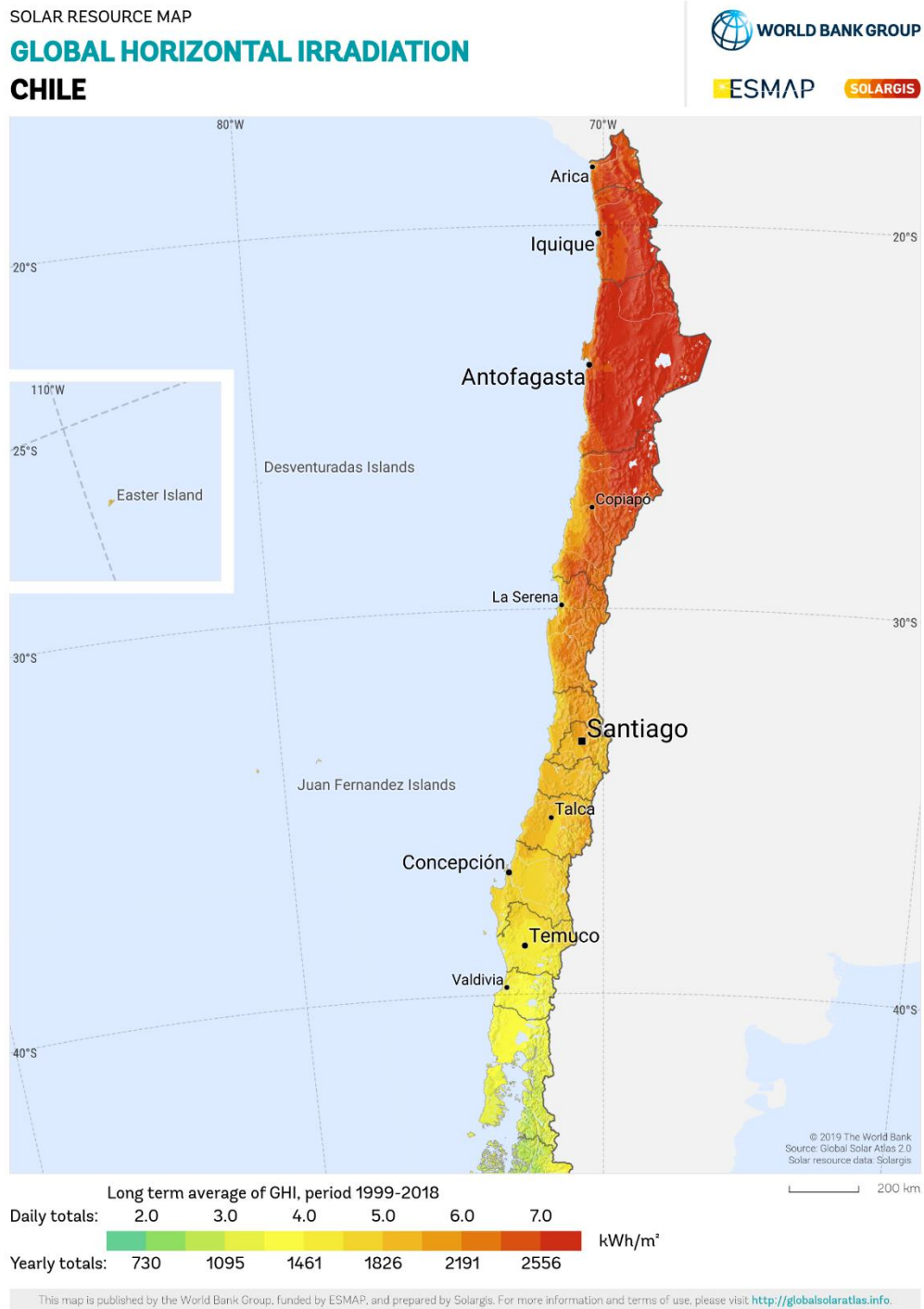
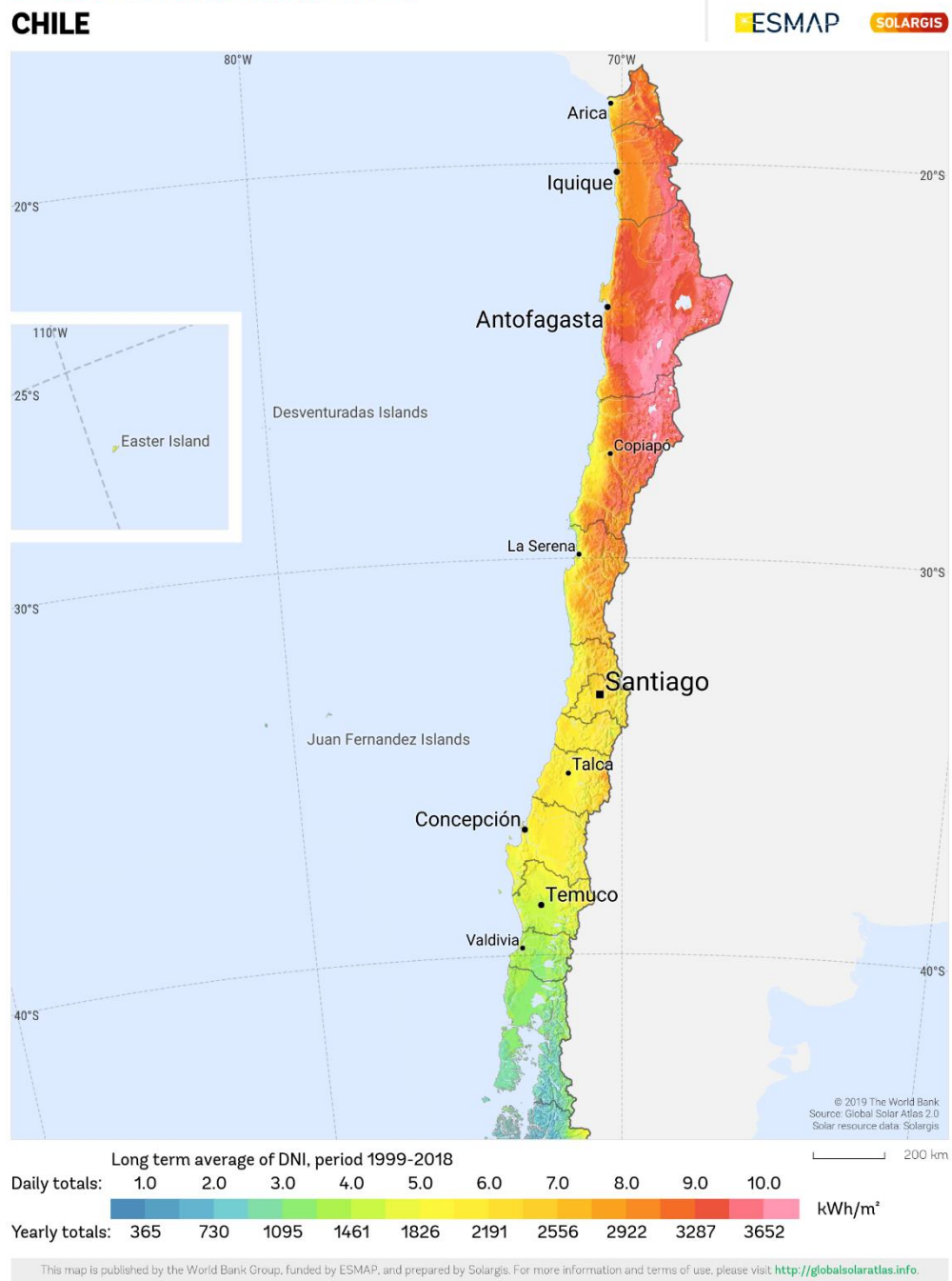


Ilustración 0-2 Mapa de recurso solar de irradiación directa normal en Chile



Anexo C Procesos térmicos en las industrias

Procesos térmicos y sus temperaturas de los subsectores industriales en Chile.

Tipo de Industria [20][21]	Proceso	Temperatura del proceso (°C)
Papel	Cocina, secado	60-80
	Agua de alimentación de caldera	60-90
	Blanqueamiento	130-150
Alimentos	secado	30-90
	Lavado	60-90
	Pasteurización	60-80
	ebullición	95-105
	esterilización	110-120
	tratamiento térmico	40-60
	Láctea	Presurización
Esterilización		100-120
Secado		120-280
Concentrado		60-80
Química	Jabones	200-260
	Caucho sintético	150-200
	Procesamientos de calor	120-180
	Pre calentamiento de agua	60-90
Líquidos (Bebidas)	Lavado	60-80
	Esterilización	60-90
	Pasteurización	60-70
Refinería del Petróleo (plásticos)	Temperatura de almacenamiento y manipulación del Diésel	50-90
	Preparación	120-140
	Destilación	140-150
	Separación	200-220
	Extensión	140-160
	Secado	180-200
	Mezclado	120-140
Petroquímica	Fabricación de polímeros	350
Cemento	Secado	400-450
	Descomposición térmica de arcillas	600-1300
	Clinkerización	1350-1550
Azúcar	Agua alimentación mezcla	70-80
	Aplicación de calor a la mezcla	95-105
	Evaporación de escoria	100-110
	Cristalización	60-70
Cobres sulfuros	Proceso de secado	120
	Precipitación de escorodita	85
	Refinación de electrolitos	55-65
Cobres óxidos	Lixiviación	50
	Electro-obtención	45-50

Hierro	Endurecimiento térmico de pellets	1300
	Fundición de Hierro	1800-2500
Salitre	Lixiviación	50-70
	Secado	100
Salitre artificial (amóniaco)	Purificación	200
	Síntesis	400-500
Siderurgia	Reducción mineral	1300
	Uso de Alto Horno	500-2000
Agroindustria	Limpieza en Cubas de Vino	80-90
	Lavado de equipo Lechero	90-95
	Secado de Frutos Secos	40-70
	Generación de frío por absorción	60-85
Pesca	Proceso de precocción	60
	Esterilización	110-120
	Freído	190
	Pelado (inmersión en hidróxido sódico)	70-80
	Deshidratación	80-90
	Hervido	90
	Secado	45
Textil	Blanqueamiento	60-100
	Tintura	70-90
	Secado	100-130
	Desengrasado	100-130
	Lavado	40-80
	Fijación	160-180
	Prensado	80-100
Todas las ramas	Pre calentamiento de agua	30-100
	Enfriamiento	55-180
	Calentamiento de espacios	30-80

Anexo D Centrales solares térmicas en operación actualmente

Información sobre centrales solares térmicas en operación alrededor del mundo obtenidas del sitio <http://ship-plants.info/>.

Tecnología	Modelo	Industria	País	Año operación	T° de operación [°C]	Área colectores (Bruta/ Apertura) [M2]	Almacenamiento [m3]	Costo [€/M2]	Potencia instalada [kW]
PTC	Power Trough 110	Alimento	México	2017	60	1.031/ 413		122	180
PTC	PolyTrough 1800	Láctea	Suiza	2013	170	581/-		1205	330
PTC	-	Química	China	2016	160	4.600/2.330		125	1050
PTC	Enclosed Trough Once-Through Steam Generator system	Minería	Omán	2017	-	630000	Sin	-	300000
PTC		Láctea	India	2018	-	576/570	-	260,42	320
PTC	Power Trough by Inventive Power	Industrias Varias	México	2018	-	158,4	5	505	110
PTC	Power Trough 110	Alimento	México	2017	118	742/297	9	148,73	112,85
PTC	Power Trough 250	Alimento	México	2017	200	529/177	0,15	153,72	78
FPC	-	Minería (Gaby)	Chile	2013	50	39300	4300	-	27510
FPC	Hiper Tinox	Industrias Varias (Alimentaria)	México	2011	70	172/155		233	120
FPC	-	Textil	India	2015	80	360		112	252
FPC	-	Minería (Constanza)	Chile	2012	-	440	-	-	380
FPC	MS 2.5 BLUE	Minería	México	2017	80	160/144	8	247	112
FPC	MS 2.5 BLUE	Agroindustria	Honduras	2019	80	44/40	2	409	31
FPC	MS 2.5 BLUE	Industrias varias (Fabricación)	México	2019	75	130/117	7	350	91
FPC	TIGI HC1.A	Alimento	Israel	2017	100	314/271	20	956,94	212
ETC	-	Industrias varias (Fabricación)	India	2015	95	755/501		253	360
ETC	-	Industrias varias (Metal)	Alemania	2011	90	221/201		576	155

ETC	Hi-min Huj3	Industrias varias (Avícola)	Malasia	2017	90	181/119		8	498	163
ETC	RITTER CPC 1518	Química	Malasia	2020	80	256/225		20	274	338
ETC		Manufacture ra (tabaco)	Jordán	2015	-	54	sin		162	37,8
ETC	Himin	Fabricación	China	2015	60	9903	-		172	6931
ETC	CPC Heat-Pipe Vakuumröhren kollektoren	Otros	Aleman ia	2015	60	256		15	292	179
ETC	LPC solar collector for large-scale solar thermal projects	Fabricación	china	2013	-	8583	-		112	6008
LFC	LF-11	Industrias varias (Tabaco)	Jordán	2017	225	1880/1254			-	705
LFC	LF-11	Construcción	Qatar	2010	180	2000/1408		40	-	790
LFC	-	Láctea	Italia	2015	200	995/-			402	470
LFC		Avícola	España	2012	-	2800/-	-		446	1600
LFC	Sun2Heat	Minería	Chile	2020	50	47000	18000		570	69000

Anexo E Fichas técnicas colectores solares.

Ilustración 0-3 Ficha técnica de colector placa plana Savo 15 SG



Key features

- Direct flow MPE absorber with optimised heat transfer
- Highly effective, selective PVD MEMO absorber coating applied to the complete absorber (patent pending)
- High transmittance tempered glass
- Etched antireflective treatment of the glass, which does not degrade over time
- Integrated connection hoses, minimising heat losses and shadowing
- Self-supporting frame structure for loads up to 2500 Pa
- PED module A2 certification according to directive 2014/68/EU of the European commission

Savo 15 SG collector

Savosolar collector with Direct Flow MPE absorber

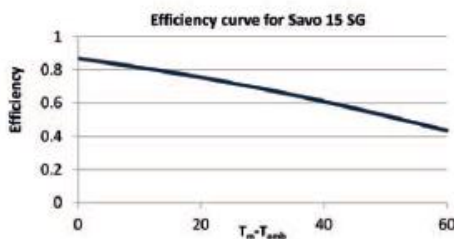
The Savo 15 SG collector is characterised by a direct flow aluminium absorber, which is manufactured from MPE profiles.

This technology is adopted from the automotive industry, where it has dominated heat exchanger designs the past 30 years, and has now been optimised for solar heating by Savosolar.

The absorber is coated with a highly selective PVD MEMO coating (patent pending) and the use of MPE profiles minimises the average distance between the coated surface and the heat transfer fluid. This leads to a uniform temperature distribution where conductive heat losses are minimised.

Just as modern cars and aircraft are assembled with glue, Savosolar assembles its collectors by gluing the galvanised steel frames, molded corner pieces and anti-reflective solar glass together. In combination with a protective membrane in the venting elements, this minimises condensation or dust contamination.

The Savo 15 SG collector is tested and Solar Keymark certified according to ISO 9806:2013 by SPF in Switzerland.



Integrated connections

Savosolar's large area collector for district heating and industrial installations has integrated connection hoses within the collector which allows mounting with no more than 40 mm distance between collector (patent pending).

This technology reduces heat loss since the connection hoses are protected by the collector's insulation.

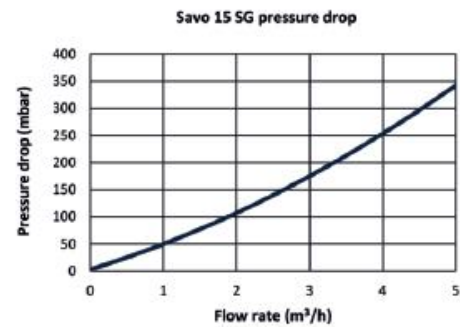


Technical data

Product number	SF500-15
External Dimensions	6158 x 2591 x 157 mm
Gross area	15,96 m ²
Aperture area	14,83 m ²
Efficiency acc. to Solar Keymark*	$\eta_0 = 0.874 \quad a_1 = 3.16 \quad a_2 = 0.0098$
Incident angle modifier	$K_{50} = 0.98$
Stagnation temperature	210 °C
Absorber coating	3 layer highly selective MEMO
Coating absorption	96 +/- 2%
Coating emissivity	5 +/- 2%
Max. operating pressure	1000 kPa (10 bar)
Thermal insulation	80/35 mm mineral wool
Glass	Tempered solar safety antireflective glass
Solar glass transmittance	95%
Liquid content	28,0 liters
Weight empty	443 kg
CE marking	Yes

*Related to aperture area

Pressure drop



Quality

Savosolar has been ISO 9001 certified since 2013 and has also received PED module A2 certification for the production of its large area collectors according to the European commission's directive 2014/68/EU.

Savosolar is the only producer of collectors for district heating and industrial applications with PED module A2 certification.



Savosolar Oyj | Insinöörinkatu 7 | 50150 Mikkeli | Finland
Tel. +358 1027 10810 | info@savosolar.com | www.savosolar.com

INDUSTRIAL SOLAR

renewables onsite



Technical Data

Industrial Solar linear Fresnel collector LF-11

The Industrial Solar linear Fresnel collector LF-11 is a linear focussing solar system for generating process heat in the range of 100 kW to 10 MW at pressures up to 120 bar (standard 40 bar) and temperatures up to 400°C. Different heat transfer fluids can be used like pressurized water or thermal oil, but it is also possible to directly generate or even super-heat steam. The Industrial Solar LF-11 includes all necessary components for generating process heat.

The use of high quality safety glass mirrors and optimized row spacing results in a high thermal peak output of 562 W/m² (under reference conditions, see p.3) in terms of primary reflector aperture area, and 375 W/m² in terms of installation area usage.

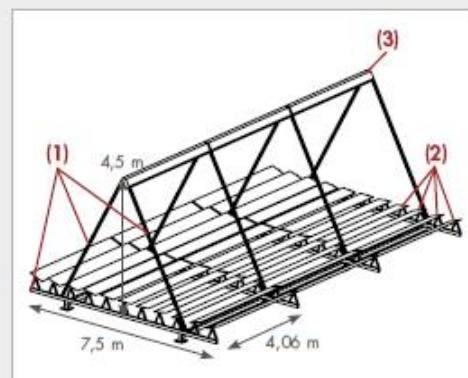
The lightweight, modular system, in combination with the high heat gain per installed area, makes it optimal for rooftop installation for industrial and utility facilities.

Main components of the system are:

- supporting structure ⁽¹⁾
- primary reflectors ⁽²⁾
- receiver, consisting of secondary reflectors and vacuum absorber tubes ⁽³⁾
- control systems for the primary reflector tracking and the solar array output.

Optional components are:

- package for monitoring of the collector performance
- hydraulic circuit designed to meet the customers' needs



Technical Data Industrial Solar LF-1 1

General description

The LF-11 process heat collector uses individually tracked reflector rows to concentrate direct solar irradiance on a stationary linear receiver.

Advantages are:

- simple power control
- optimized stow positions for various weather conditions, i.e. protection during hail and sand storms
- self-cleaning position in rain
- easy maintenance access to individual rows, thereby allowing continued operation of the plant

The basic module for the Industrial Solar LF-11 consists of 11 primary reflector units with a total mirror surface area of 22 m² and 1 receiver unit (= 1 Schott PTR absorber tube plus secondary mirrors).

The basic modules are combined in a longitudinal direction to form collector rows. These rows can be arranged in parallel to form a solar array of any size, with a maximum packing density (aperture area/ground area) of 67%.

Recommended minimum row length:

- 8 modules, 32.5 m in length

Standard row length:

- 16 modules, 65 m in length

Economically recommended array:

- multiple of 16 modules

Orientation:

- optimal orientation for maximum gain is north-south, but any orientation is possible
- foundation spacing adaptable to existing infrastructure (e.g. roof trusses spacing)

General data of the basic module

Module width	7.5 m
Module length	4.06 m
Aperture surface of primary reflectors	22 m ²
Receiver height above primary reflector	4.0 m
Height of primary reflector above ground level	0.5 m
Recommended minimum clearance between parallel rows	0-0.5 m
Specific weight (related to installation surface area)	27 kg/m ²
Maximum operational wind speed	100 km/h
Maximum wind speed stowed	180 km/h
Life expectancy	+20 years

Thermal performance characteristics

Due to the vacuum absorber, thermal performance is independent of wind speed.

Maximum operating temperature: 400°C

Thermal loss per m² of primary reflector:

$$u_1 = 0.00043 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K}^2)$$

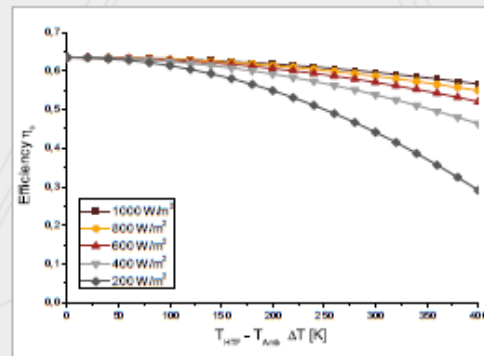
(according to DLR)

Thermal output (under reference conditions*)

12.3 kW per standard module

562 W/m² in terms of aperture surface area of primary reflectors

377 W/m² in terms of total installation surface area



Characteristic collector curve

*reference conditions:

30°C ambient temperature

160°C inflow temperature

180°C outflow temperature

900 W/m² direct normal radiation

Azimuth angle 90°

Zenith angle 30°

Optical performance characteristics

Angle-independent optical efficiency

(with 100% clean primary and secondary reflectors and receiver glass tube)

$$\eta_0 = 0.635 \text{ (for sun in zenith)}$$

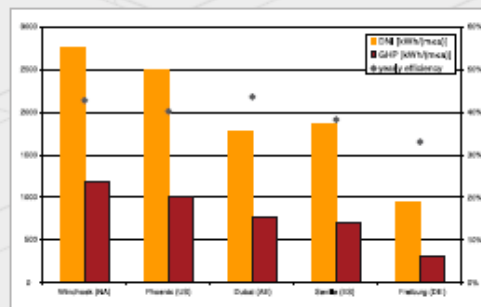
$$\eta_{\text{max}} = 0.663 \text{ (for sun at } 5^\circ \text{ transversal zenith angle)}$$

Mirror reflectivity 95%

Schott PTR[®]70 Receiver:

thermal emittance (@380°C): 9%

solar absorptance direct: 95%

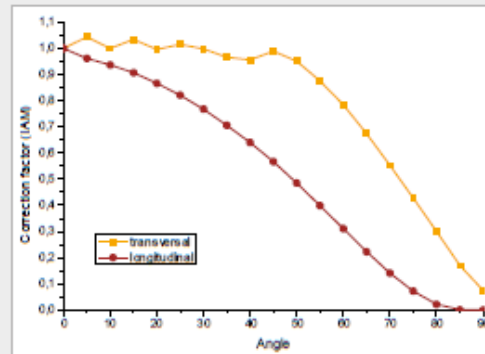


Yearly sum of direct normal irradiance (DNI), gross heat production (GHP) as well as the yearly efficiency for various locations.

Technical Data Industrial Solar LF-1 1

Correction factor (IAM)

Angle	Transversal	Longitudinal
00	1.000	1.000
05	1.044	0.962
10	1.000	0.937
15	1.034	0.907
20	0.996	0.867
25	1.015	0.821
30	0.998	0.768
40	0.956	0.640
50	0.951	0.485
60	0.784	0.311
70	0.553	0.141
80	0.300	0.022
90	0.075	0.000



Correction factor

Control

The individual control of each mirror row allows perfect stow and cleaning positions, integrated maximum temperature protection and shutdown procedures.

A touch-screen with graphical user interface allows comfortable operation and easy monitoring. Remote control via internet is possible.

External piping and hydraulic system

Stainless steel hydraulic components are recommended, but other steel types are possible, too.

Pressure class PN16 - PN160.

Piping diameter optimised for individual field size requirements.

Electrical

Electrical connection: 220/110 VAC

Electrical peak consumption (16 Modules): < 600 W

Typical electrical consumption:

Touch-screen and switchboard: 200W

Tracking system per 8 Modules: 50 W

Monitoring package

Temperature sensors, 2 per row, PT100

Mass flow measurement

Pressure sensors

Irradiance measurement

Webcam

Industrial Solar GmbH Tel. + 49(0)761 767 111-0 info@industrial-solar.de
Emmy-Noether Str. 2 Fax + 49(0)761 767 111-99 www.industrial-solar.de
D-79110 Freiburg