

Appsol

Manual de diseño de Sistemas
Solares Térmicos para la
Industria Chilena

1

Bien Público desarrollado dentro del marco del Proyecto APPSOL



aguasol



ACESOL | ASOCIACION CHILENA
DE ENERGIA SOLAR



Proyecto apoyado por





Appsol

Manual de diseño de Sistemas
Solares Térmicos para la
Industria Chilena

Primera Edición



Appsol

Manual de diseño de Sistemas Solares Térmicos para la Industria Chilena

BENEFICIARIO Y RESPONSABLE DEL PROYECTO

AIGUASOL

EQUIPO DE PROYECTO

Director del Proyecto

Daniel González Castellví

Coordinador del Proyecto

Alfredo González García

Otros Especialistas

Ignacio Sánchez

Sven Harfagar

Ignasi Gurruchaga

Paulina Brusadelli

Raúl García

Angel Carrera

Oscar Camara

Oriol Gavaldà

MANDANTES

Ministerio de Energía de Chile

Emilio Rauld

Marcel Silva

Andrés Véliz

ACESOL

Verónica Munita

Cristián Antunovic

Andrés Bogolasky

CORFO

Judith Mendoza

Angel Caviedes

Anselmo Peiñán

GIZ

Mathias Grandel

Ana Almonacid

Stephan Franz

PARTNERS

AGRÍCOLA LOS TILOS

AGROFOOD

BIOLECHE LACTEOS

BLUMAR

CODELCO

COLLAHUASI

KROSS

MARFOOD

NESTLÉ

OMNINUTS

COLABORADORES

Diseño Gráfico

Camilo Acuña

Felipe Rabuco

Diseño y Herramienta Web

Sven Harfagar

Carlos Gortaris

Mario Miqueles

Impresión

PixelPrint

Carta del Director de Proyecto

Para nosotros ha sido un gran desafío y un privilegio haber podido llevar a cabo un proyecto tan insigne como ha sido finalmente APPSOL, del cual se forma parte el presente manual.

El presente “Manual de diseño de sistemas solares térmicos para la industria chilena”, es un producto entregable enmarcado dentro del proyecto Innova, código 13BPC3-19182, de la línea de CORFO “Bienes Públicos para la Competitividad”, cuyos mandantes fueron el Ministerio de Energía y ACESOL.

APPSOL es un proyecto de I+D aplicada, cofinanciado por InnovaChile de CORFO, en el que se realizó un diagnóstico y evaluación del potencial de aplicación de tecnologías de energía solar térmica a procesos de calor y frío en la industria manufacturera de Chile.

Aunque en los últimos años se ha visto un crecimiento importante del mercado solar térmico en Chile, principalmente ligado al sector residencial, aún se aprecia una baja inserción de estas tecnologías en procesos térmicos de la industria productiva. El mayor y último desarrollo se ha dado en la industria minera, observándose un alto potencial y elevada factibilidad técnico-económica de los proyectos.

Fruto de la experiencia de otros países, el resto de los sectores industriales también presenta un potencial de aplicación de estas tecnologías, aunque por sus dimensiones más reducidas y por la falta de conocimiento general de los procesos e implementación, todavía no se ha desarrollado en la forma que permita dinamizar el mercado como es requerido.

En este escenario, el proyecto APPSOL pretende reducir la falta de información que existe tanto en los potenciales beneficiarios de la energía solar de la industria, como en las empresas proveedoras de estas soluciones tecnológicas.

En sus 16 años de historia, Aiguasol acumula en su currículum varios centenares de proyectos de eficiencia energética de los cuales muchos de ellos corresponden a diversas aplicaciones de la energía solar mediante múltiples tecnologías y esquemas de principios.

Esta experiencia nos ha permitido desarrollar diversos modelos físico-matemáticos, los cuales sirvieron de sustento para hacer el análisis propuesto para este proyecto, el cual contempla más de 2.000 industrias y sus principales procesos productivos.

En definitiva, creemos que el esfuerzo que han realizado las instituciones acá presentes, en cuanto a su labor como entes transformadores y divulgadores del conocimiento técnico científico, abrirá nuevas dimensiones no exploradas para la industria solar en Chile, y permitirá a los diversos actores tener una impresión real de cómo será el viaje hacia la energía del futuro.

Con esto, sólo queda agradecer a los responsables del proyecto y a la preocupación por parte del Ministerio de Energía, CORFO y ACESOL, sin los cuales, este proyecto no hubiese sido posible.

ÍNDICE

{pág}

12	Introducción
12	1.1 Objetivo del manual
13	1.2 Motivación
18	Energía solar térmica en la industria
18	2.1 Metodología de caracterización de la demanda
19	2.2 Caracterización de operaciones de las industrias tipo
29	2.3 Fichas de industria tipo
30	2.4 Utilización de una ficha de industria tipo
37	2.5 Resultados y análisis de potencial
47	2.6 Conclusiones del estudio
52	Componentes de un sistema solar térmico
52	3.1 Introducción: Descripción de subsistemas
57	3.2 Listado de Componentes
134	Diseño de un sistema solar térmico
134	4.1 Introducción
136	4.2 Estimación de demanda
140	4.3 Evaluación del recurso solar y otras variables ambientales
146	4.4 Condiciones de contorno
152	4.5 Configuración del Sistema Solar Térmico
160	4.6 Selección de tecnología solar
167	4.7 Condiciones de operación y seguridad
182	4.8 Selección del colector
183	4.9 Predimensionado
191	4.10 Layout de campo colectores, sala de máquinas y punto de conexión
194	4.11 Optimización Energético – económica
201	4.12 Diseño en detalle del interconexión del campo solar
209	4.13 Cálculo y selección de tuberías
211	4.14 Cálculo de intercambiadores
213	4.15 Cálculo y selección de equipos de impulsión
214	4.16 Cálculo de aislación térmica
215	4.17 Cálculo de vaso de expansión
220	4.18 Cálculo de válvulas
222	4.19 Cálculo de cargas de viento

226	Montaje, entrega, operación y mantenimiento
226	5.1 Introducción
226	5.2 Montaje
232	5.3 Puesta en marcha
240	5.4 Operación y mantenimiento
246	Aspectos económicos
246	6.1 Introducción
247	6.2 Definiciones previas
252	6.3 Criterios de selección de indicadores
255	6.4 Cálculo de indicadores económicos
260	ESCOs
260	7.1 Introducción
261	7.2 Esquemas de financiamiento
262	7.3 Actores involucrados
262	7.4 Condiciones y garantías
265	7.5 Contrato de suministro de energía
267	7.6 Línea de tiempo para un proyecto ST-ESCO
267	7.7 Ventajas del modelo ESCO
268	7.8 Ejemplos de ESCO
270	Casos de éxito
270	8.1 Gaby
271	8.2 WADOS
271	8.3 Mafrika
271	8.4 Contank
272	Glosario
272	9.1 Conceptos generales
273	9.2 Radiación Solar
274	9.3 Movimiento aparente del Sol y Ángulos Solares locales
275	9.4 Flujos energéticos, Consumos y Demandas
278	9.5 Unidades de medida
279	Bibliografía
283	Anexos

1

INTRODUCCIÓN

1.1 Objetivo del manual

Este Manual de diseño de Sistemas Solares Térmicos para la Industria Chilena, que se enmarca dentro de los trabajos del proyecto APPSOL, es un documento que tiene por objetivo transferir conocimiento necesario para el diseño de sistemas solares térmicos en la industria. Está, por tanto, dirigido principalmente a los sectores productivos (jefes de producción, jefes de planta) de la industria chilena, a los agentes de consultoría energética, investigación e ingeniería de proyectos de energía solar térmica que deseen diseñar un sistema solar térmico para la aportación de calor o frío al proceso de una industria.

Los principales objetivos de este manual son:

- Servir como guía técnica respecto a los procesos de diseño, evaluación energética y económica, así como de los elementos que componen los sistemas solares térmicos para una comprensión del proceso global de diseño de sistemas solares térmicos para procesos industriales¹.
- Explicar las herramientas generadas por el proyecto APPSOL y su usabilidad para las tareas mencionadas en el punto anterior. Estas herramientas son, principalmente:
 1. Caracterización de la demanda energética de las industrias chilenas
 2. Herramienta de dimensionado y evaluación del desempeño energético de sistemas solares térmicos de APPSOL

1. Este documento no contempla el uso de energía solar térmica para agua caliente sanitaria (ACS) o calefacción.

Este manual, como se ha mencionado anteriormente, se enmarca en el contexto del proyecto APPSOL, proyecto apoyado por CORFO código **13BPC3-19182**.

El proyecto APPSOL, proyecto apoyado por CORFO código **13BPC3-19182** tiene por objetivo **propiciar un mayor conocimiento** en el mercado nacional de las diferentes aplicaciones tecnológicas **de SST**, a las condiciones particulares de una parte importante de la **industria productiva nacional**, con el fin de **estimar el potencial técnico-económico** de la **implementación** de estas tecnologías de energías renovables en sus respectivos **procesos industriales de calor y frío**.

1.2 Motivación

En Chile la energía secundaria² consumida se concentra fuertemente en la industria productiva y en la minería, según los balances de energía producidos por el Centro Nacional de Energía y el Ministerio de Energía (posteriores al año 2009), esta cifra corresponde a un 22,3% para el año 2012 (último balance disponible).

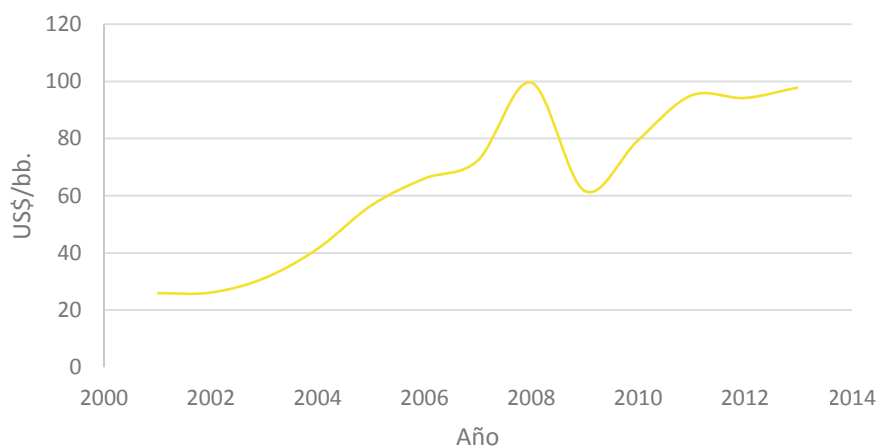
De ese porcentaje, un 64,5% de las energías secundarias corresponde a combustibles fósiles. Esto quiere decir que en la industria productiva y la minería, la mayor parte del aporte energético proviene de este tipo de fuentes, las cuales se utilizan principalmente en transporte y solicitudes térmicas.

En el escenario internacional esto repercute directamente en la balanza comercial, puesto que el 91,25% de combustibles demandados se importa (lo que representa un 16% de las importaciones totales para el año 2013) y el precio de estos se ha triplicado en los últimos 10 años y cuadruplicado para el caso del petróleo.

Adicionalmente, el costo promedio de energía térmica es aproximadamente de 100US\$/MWh, lo que hace menos competitiva a las industrias.

Esto hace que la rentabilidad de las alternativas para producir energía térmica sea cada vez más competente para los distintos actores del contexto nacional.

Precio del barril de petróleo



2. Por energía secundaria se entiende: Derivados del petróleo, derivados del gas natural o licuado, derivados del carbón mineral, derivados de la biomasa e hidroelectricidad (Fuente: Comisión nacional de energía).

Por otra parte, según el procesamiento propuesto de la Encuesta nacional industrias anual (ENIA) (Ver Sección 2), la cantidad de plantas que contienen demandas térmicas superiores a los 3 MWh y cuya temperatura es inferior a los 250°C asciende a 1649, que representan un 74% de la industria productiva en Chile.

Con más detalle, la distribución de demanda térmica por rubro se puede desglosar como sigue:

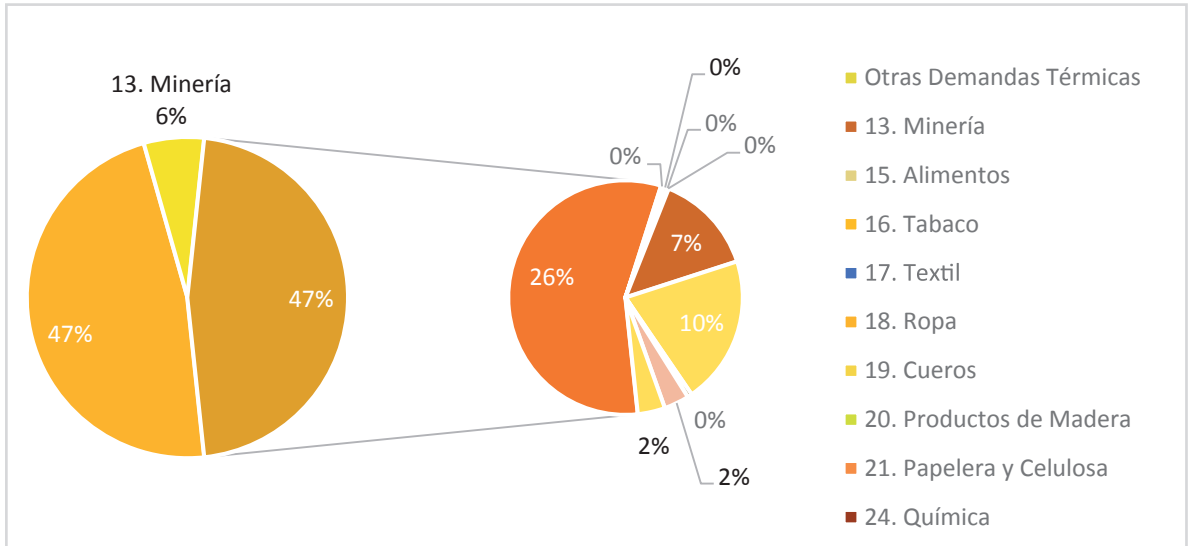


Figura 1.2 Distribución de demanda térmica de calor por rubros seleccionados (1649 plantas)

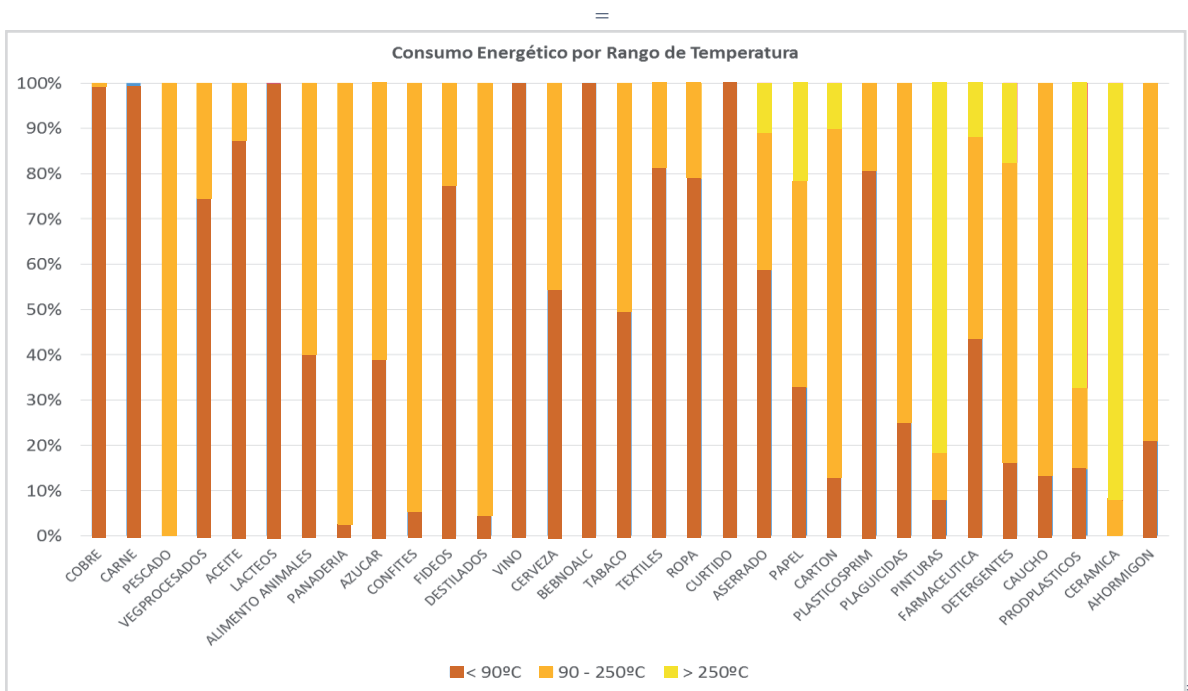


Figura 1.3 Consumo energético por rango de temperatura

De este escenario se desprende que el potencial solar térmico en términos de instalaciones para la industria productiva es bastante elevado, sobre todo si se considera que la eficiencia y rentabilidad de los sistemas solares térmicos incrementa cuando su temperatura de trabajo se hace menor.

Si este potencial es parcialmente aprovechado (se reduce el consumo energético en un 2%), se podría generar un ahorro de 548 Millones de US\$, lo que significaría un 0,7% de las importaciones y un 8,8% de la balanza comercial

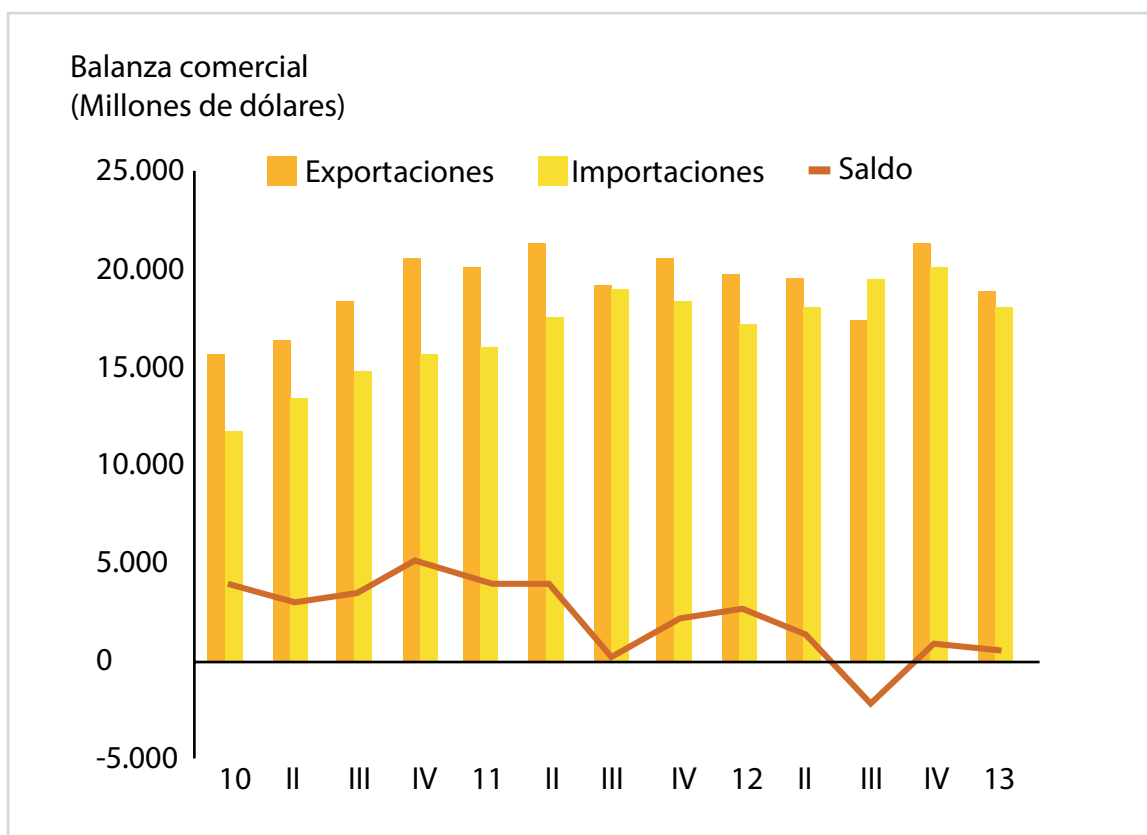


Figura 1.4 Balanza comercial de Chile, 2010-2013

Si bien la tecnología necesaria para explotar este potencial, se encuentra madura en el escenario internacional, esto quiere decir que ya tiene varios años siendo comercialmente utilizada, existe también la posibilidad de activar un mercado que en Chile se encuentra muy poco desarrollado, así como la investigación dentro de este ámbito.

A su vez, Chile tiene una de las mejores condiciones climático-ambiental del planeta para la explotación del recurso solar. No sólo porque la radiación solar disponible es la más alta del planeta, sino porque además su índice de transparencia atmosférica es excepcionalmente buena. Entre la I y la IV Región se encuentra la radiación más alta del planeta y desde la V a la X región se observa que la radiaciones equivalen a la de los países con mayor desarrollo de este tipo de tecnología, como España, Alemania, Dinamarca, Austria.

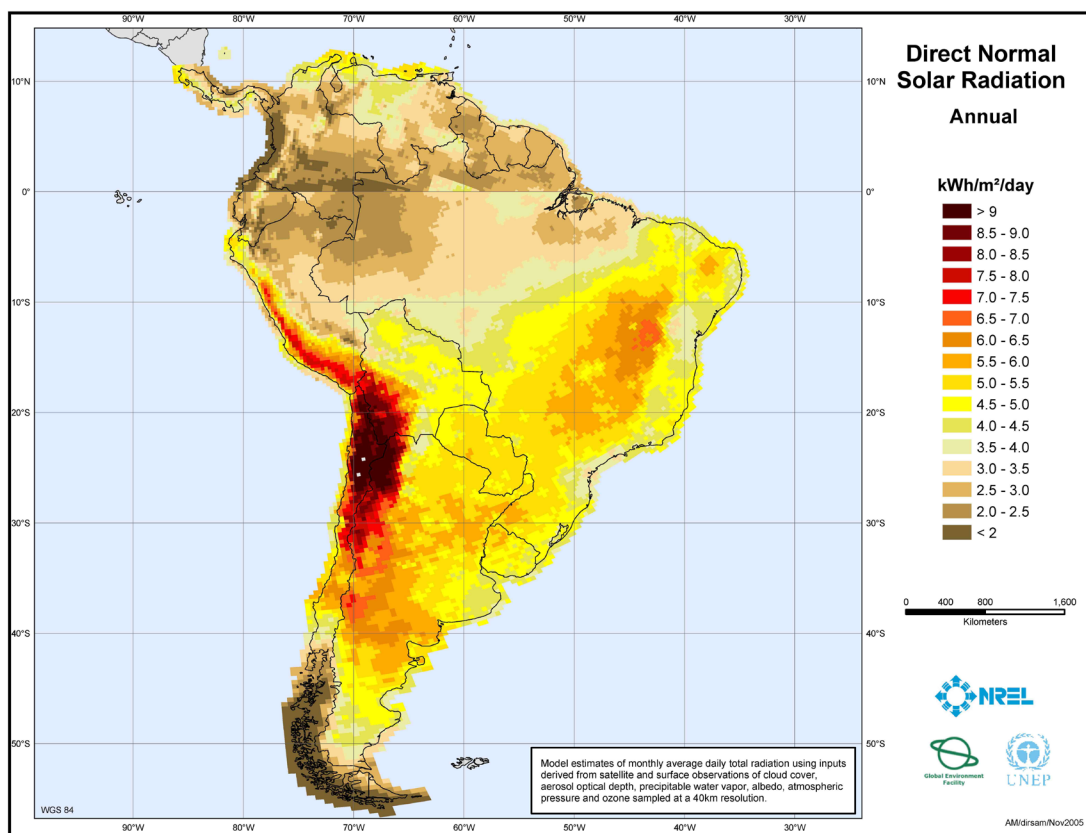


Figura 1.5 Radiación solar en Chile

Tabla 1 Radiación solar anual para distintas localidades³

Región	Comuna	Radiación solar anual kWh/m ²
1	Iquique	2070
2	Antofagasta	2362
2	Calama	2508
3	Copiapó	2178
3	Vallenar	2091
4	La Serena	1817
4	Ovalle	1752
5	Quilpué	1620
5	San Felipe	1933
5	Valparaíso	1434
6	Rancagua	1605
7	Talca	1512
8	Chillán	1537
8	Concepción	1500

3. Datos extraídos de meteonorm

Como resultado de todo lo expuesto se tiene que:

- Existe una necesidad de reemplazar los combustibles fósiles para mejorar la independencia energética y por tanto económica del país
- Existe potencial de integración de energía solar térmica en la industria, debido a la demanda térmica y las temperaturas de operación, que se ha caracterizado en detalle dentro del proyecto APPSOL.
- Existe la tecnología solar térmica y se encuentra comercialmente madura en el mercado internacional
- Existe recurso solar debido a la alta radiación y transparencia atmosférica

Si bien todos los puntos descritos están documentados y se identifican como positivos para la propulsión del mercado solar térmico, se cree que la falta de información y experiencia de las industrias productivas y de los actores en torno a esta podría ser una dificultad a superar para conseguir su desarrollo.

Este manual se plantea como una guía que potencia las oportunidades descritas, presta información para los diseñadores de sistemas solares y para los inversionistas, incluye datos de la industria productiva chilena y sirve como guía para las herramientas generadas dentro del proyecto APPSOL.

2

Energía solar térmica en la industria

El primer paso para el diseño de un sistema de generación solar térmico, es caracterizar correctamente la demanda. En este capítulo se resume la metodología utilizada en el proyecto Appsol para la caracterización de la industria chilena.

2.1 Metodología de caracterización de la demanda

La caracterización de la industria chilena analizó por veredas separadas en relación a la industria minera y no-minera, ya que las bases de datos y sus características son diferentes.

La industria minera fue trabajada en base a información compilada por Cochilco y Sernageomin, en conjunto con el portal minero y los sitios web de cada una de las empresas mineras. Se trabajó específicamente en la recopilación de datos que permitiera determinar los consumos energéticos de combustible utilizados en los procesos de electroobtención (EW) y electrorrefinación (ER) los cuales son ya conocidos por requerir grandes cantidades de energía térmica a temperaturas idóneas para la energía solar. Es así como se recabó la producción de toneladas de cobre fino de cátodos de cobre, resultado de estos dos procesos, y en base a índices de consumo energético de combustibles para estos mismos procesos, se determinó el consumo de combustibles requerido.

La industria no-minera se trabajó en base a la Encuesta Nacional Industrial Anual (ENIA), elaborada por el INE, en particular la versión del año 2011. Esta encuesta nos permitió generar una base de datos detallada planta a planta de cada uno de sus consumos térmicos,

eléctricos, así como sus localizaciones regional y su rubro o sector económico al que pertenecen. Así también se logró discriminar usos de cogeneración, usos térmicos para agua caliente sanitaria y calefacción, usos de combustibles para usos no térmicos y demandas de frío de proceso.

El total de estos establecimientos industriales finalmente seleccionados alcanza las 1649 plantas. Se descartaron 2231 plantas que no cumplían con el requisito de poseer demandas térmicas superiores a 3 MWh y/o no poseer demandas térmicas a temperaturas inferiores a los 250°C. De estos establecimientos seleccionados 1611 corresponden a industrias no-mineras mientras solo 38 corresponden a industrias mineras.

2.2 Caracterización de operaciones de las industrias tipo

Para cada industria tipo, se describen las operaciones que son parte de los procesos productivos que lo componen y que demandan energía térmica, según la información que se obtiene de la revisión bibliográfica.

Para cada una de estas operaciones se recolectan los siguientes datos dependiendo de si éstos están disponibles:

- la temperatura de entrada, salida del producto y/o de operación según corresponda (°C);
- los caudales másicos del producto y del fluido caloportador (kg/s);
- la presión de vapor o de trabajo (bar);
- la capacidad calórica del producto y del fluido caloportador (kJ/kg K);
- la humedad del producto a la entrada y salida de la operación cuando corresponda (%);
- el consumo de energía por cantidad de producto (kWh/kg).

Si el consumo de energía por cantidad de producto tratado no se encuentra al realizar la búsqueda bibliográfica, se procede a hacer una aproximación física del fenómeno de transferencia de calor para determinar dicho valor.

A esta información, se le añaden los perfiles horarios de trabajo y la cantidad de horas de operación en el año, con el fin de visualizar en que momentos se tiene consumo de energía.

Por otra parte, se determinaron las temperatura de impulsión (T_i) y de retorno (T_r) que captará el circuito secundario. Estas temperaturas son necesarias para la simulación del sistema solar correspondiente a cada industria tipo.

Para finalizar, se determinó el porcentaje de energía consumida por cantidad de producto de cada operación, valor necesario para saber cuánta cantidad de la energía consumida reportada en la Encuesta nacional de la industria manufacturera (ENIA), elaborada por el INE, para la industria tipo correspondiente está relacionada con la operación estudiada.

2.2.1 Aproximación de la energía consumida en una operación

En general, se calcula la cantidad de energía necesaria para calentar o enfriar el producto o el fluido (líquido o aire) que entregará el calor al producto hasta la temperatura de operación como:

$$\dot{Q} = \dot{m}c_p (T_{out} - T_{in}) + \Delta H_v$$

Donde \dot{Q} es la potencia requerida por un fluido de caudal másico \dot{m} , cuyo calor específico a presión constante es c_p , para pasar de la temperatura de entrada a T_{in} una temperatura de salida T_{out} y ΔH_v es la entalpía de evaporación en los casos en que hay cambio de fase.

Luego se establece el consumo de energía por cantidad de producto, \dot{q} ($\frac{kWh}{kg}$), como:

$$\dot{q} = \frac{\dot{Q}}{\dot{m}_p}$$

Donde \dot{m}_p corresponde al caudal másico de producto tratado.

Cabe destacar que \dot{m} y \dot{m}_p pueden ser el mismo caudal, como en el caso en que el sistema secundario caliente directamente el producto, o diferentes, como en el caso de baños, secado, y reactores con chaqueta en los que el intercambio de calor al producto es de forma indirecta.

2.2.1.1 Cálculo de las efectividades de los intercambiadores de calor

Para el cálculo de la relación entre las temperaturas de cada operación y las del circuito que suministra calor se utilizó el método ϵ/NTU en el cual se calcula la efectividad (ϵ) de los intercambiadores en base a las NET TRANSFER UNITS (NTU).

El valor de ϵ se entrega como la proporción de energía transferida respecto al máximo teóricamente posible para el intercambiador como:

$$\epsilon = \frac{\Delta Q_{real}}{\Delta Q_{max}}$$

Como aproximación para la comparación de los distintos intercambiadores, el par para el fluido de trabajo y el de la operación son considerados con una proporción igual a la unidad ($C = \frac{C_{p1} \dot{m}_1}{C_{p2} \dot{m}_2} = 1$), obteniéndose:

$$\epsilon = \frac{T_i - T_r}{T_i - T_{in}}$$

Donde T_i y T_r son las temperaturas de impulsión y retorno del fluido de trabajo respectivamente, y T_{in} como la temperatura a la entrada del medio de operación.

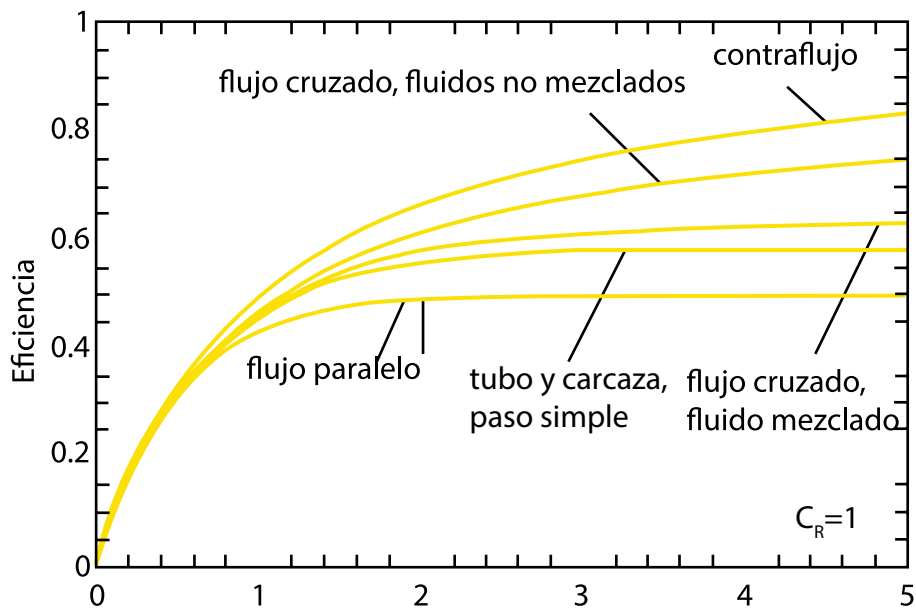


Figura 2.1. Gráfico de efectividad versus NTU [Cengel, Y., 2002].

Por otra parte, con un valor típico de $NTU=2.5$ y con $C=1$ (Ilustración 3), se tiene que el valor de ϵ para las distintas tecnologías usadas, basados en bibliografía y la expertise de Aguasol es:

Tabla 2.1. Efectividades según tipo de intercambiador de calor

Tipo de intercambiador	ϵ
Calentamiento (Contraflujo)	0,9
Secado (flujo cruzado)	0,58
Baño indirecto (estanque con camisa o serpentín)	0,68
Enfriamiento (Contraflujo)	0,9

2.2.1.2 Cálculo de Temperaturas en intercambiadores.

Usando los valores de ϵ de acuerdo al tipo de intercambiador (Tabla 2) se calcula la temperatura de retorno como:

$$T_r = T_i (1 - \epsilon) + \epsilon T_{in}$$

Sin embargo se deben tener las siguientes consideraciones especiales:

1. Para la operación de baño directo en la cual el líquido en que se sumerge el producto es aquel al que se le transfiere el calor, se tiene que la temperatura de retorno (T_r) es igual a la temperatura de operación (T_{set}):

$$T_r = T_{set}$$

2. Para la operación de baño indirecto, es decir las operaciones que ocurren en estanques con chaqueta por donde pasa el fluido calentado con el sistema solar, se considera que la temperatura de entrada (T_{in}) es la misma que la temperatura de operación del baño (T_{set}):

$$T_{in} = T_{set}$$

Esto quiere decir que se considera que prácticamente no hay cambio de temperatura debido al producto que entra al baño, ya que se considera que el recipiente en el cual se realiza la operación contiene un volumen mayor del líquido necesario para que el producto quede contenido y cubierto por él, siendo sólo necesario mantener la temperatura de operación.

2.2.1.3 Caracterización de los perfiles horarios de las operaciones

Se entiende por perfil horario de operación las horas del día en que un equipo está en operación o no, ya sea porque se encuentra detenido, en mantención, en limpieza o por motivo de una detención de la planta completa.

En el caso del WP3, se caracterizaron los perfiles de operación de un año tipo en base a las horas en la cual el equipo está en uso de un total de 8760 horas que tiene un año calendario.

Se consideraron operaciones continuas y discontinuas, con 1, 2 o 3 turnos de 8 horas funcionamiento al día y semanas laborales de lunes a viernes o de lunes a sábado.

También se consideraron casos especiales:

- estacionalidad en la operación: operaciones que se llevan a cabo sólo algunos meses del año debido a la disponibilidad de materia prima,
- operación continua de la industria 24/7: operaciones que se llevan a cabo e forma continua de lunes a domingo todos los días del año menos un periodo de detención de la planta productiva,
- alguna operación con perfil característico definido.

Una vez armados los perfiles de operación, la suma de las horas de utilización corresponde a las horas de operación anuales de una operación tipo.

2.2.2 Determinación del consumo energético de la industria tipo

Teniendo el consumo de energía por cantidad de producto (kWh/kg) para cada operación de la industria tipo, se procede a calcular el porcentaje al cual corresponde dicho consumo respecto al total del consumo de energía por unidad de producto para la industria tipo de la forma descrita a continuación:

- Se calcula el total del consumo de energía por unidad de producto, \dot{q}_T :

$$\dot{q}_T = \dot{q}_{o1} + \dot{q}_{o2} + \dot{q}_{o3} + \dot{q}_{o4}$$

- Luego se calcula la fracción de energía por unidad de producto correspondiente a cada operación, en porcentaje, $\%_x$:

$$\%_x = \frac{\dot{q}_{ox}}{\dot{q}_T} \cdot 100$$

Donde, \dot{q}_{ox} corresponde al consumo de energía por cantidad de producto para la operación "X".

Al calcular el porcentaje de consumo de energía por unidad de producto, se destaca que este proceso se hace en forma separada para las operaciones consumidoras de frío y para las de calor, por lo que todas las operaciones de frío sumarán 100% y todas las de calor de una industria sumarán 100%, en forma separada.

El WP5 es en donde se llevan a cabo las simulaciones de las industrias chilenas y requiere como input un máximo de 4 operaciones, de las cuales sólo una puede ser de frío debido a las condiciones impuestas en el programa de simulación.

Es por esto que en el caso en que las industrias están descritas por más de una operación simulable, con temperaturas de retorno e impulsión mayores que 0 y menores que 250°C, es necesario integrar las que trabajan con dichas temperaturas en rangos cercanos en una operación genérica cuyas requerimientos de calor corresponden a la ponderación de cada parámetro entre las operaciones agrupadas.

Otro caso especial corresponde a aquél en el que un rubro es representado por una industria tipo multiproducto en la cual se tienen líneas de producción paralelas para elaborar distintos productos finales. En estos

casos, se buscó en los datos estadísticos nacionales los porcentajes de producción de los distintos productos de la industria y con ellos se ponderó el consumo de energía por unidad de producto para cada operación que da lugar a un producto en particular. Luego de esto se lleva a cabo la integración de operaciones de ser necesario.

De esta forma, la determinación del porcentaje del consumo energético se representa en el siguiente árbol de decisión.

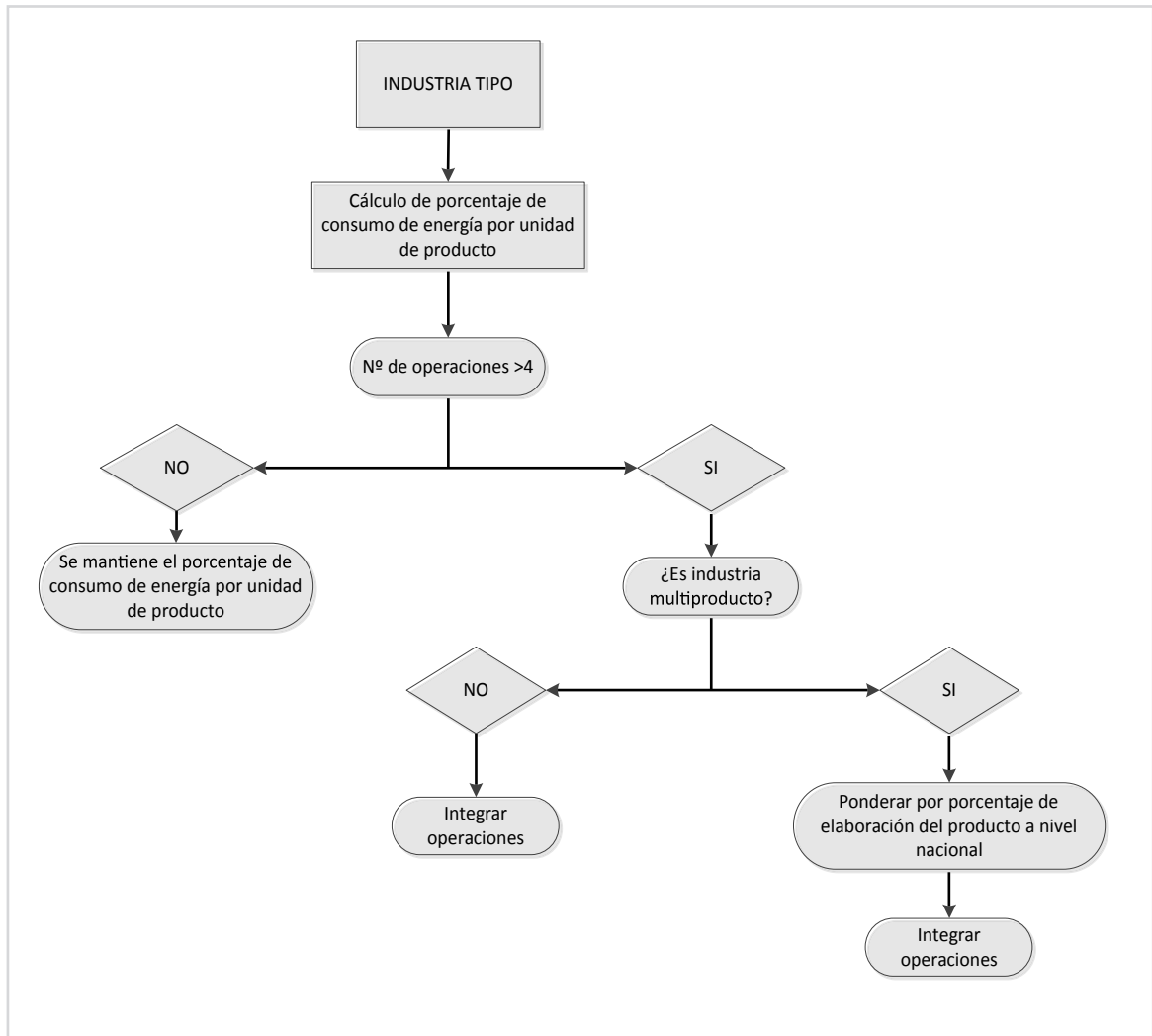


Figura 2.2. Árbol de decisión para determinar el porcentaje de consumo de energía por unidad de producto.

2.2.2.1 Integración de operaciones

Para integrar operaciones, se deben escoger aquellas que tienen temperaturas de retorno similares y ponderarlas por los caudales másicos asociados a cada una de ellas para obtener la temperatura de retorno de la operación integrada (T_{ri}), de la forma:

$$T_{ri} = \frac{T_{r1} \cdot \dot{m}_1 + T_{r2} \cdot \dot{m}_2 + \dots}{(\dot{m}_1 + \dot{m}_2 + \dots)}$$

Donde T_{r1} y T_{r2} son las temperaturas de retorno de las operaciones 1 y 2 a integrar, y \dot{m}_1 y \dot{m}_2 son los caudales másicos de las operaciones 1 y 2.

El consumo de energía por unidad de producto de la operación integrada corresponde a la suma de los consumos de energía por unidad de producto de las operaciones a integrar, es decir:

$$\dot{q}_i = \dot{q}_1 + \dot{q}_2 + \dots$$

Donde \dot{q}_i es el consumo de energía por unidad de producto de la operación integrada y \dot{q}_1 y \dot{q}_2 corresponden al consumo de energía por unidad de producto de las operaciones 1 y 2, respectivamente.

A su vez, si la capacidad calórica c_p es la misma en los procesos a integrar, \dot{q}_i corresponde a:

$$\dot{q}_i = c_p (T_{ii} - T_{ri}) + \Delta h_i$$

Donde Δh corresponde a la entalpía específica de evaporación en el caso en que haya cambio de fases:

$$\Delta h_i = \frac{\Delta H_i}{\dot{m}_i}$$

Por lo que la temperatura de impulsión de la operación integrada (T_{ii}) es:

$$T_{ii} = \frac{\dot{q}_i}{c_p} + T_{ri} - \frac{\Delta h_i}{c_p}$$

2.2.2.2 Industrias multiproducto

Una industria multiproducto es aquella en que se elaboran más de un producto por líneas paralelas o por la misma línea pero con distintas condiciones de operación.

Para representar de forma fehaciente este tipo de industrias, se buscó en la información estadística existente los porcentajes de producción nacional de los distintos productos de la industria tipo.

La Ilustración 8 presenta el esquema de una industria tipo cualquiera. En ella la operación 1 es común para todas las operaciones, la operación 2 es exclusiva al producto 1, la operación 3 es común a los productos 2 y 3, y la operación 4 es exclusiva para la elaboración del producto 3.

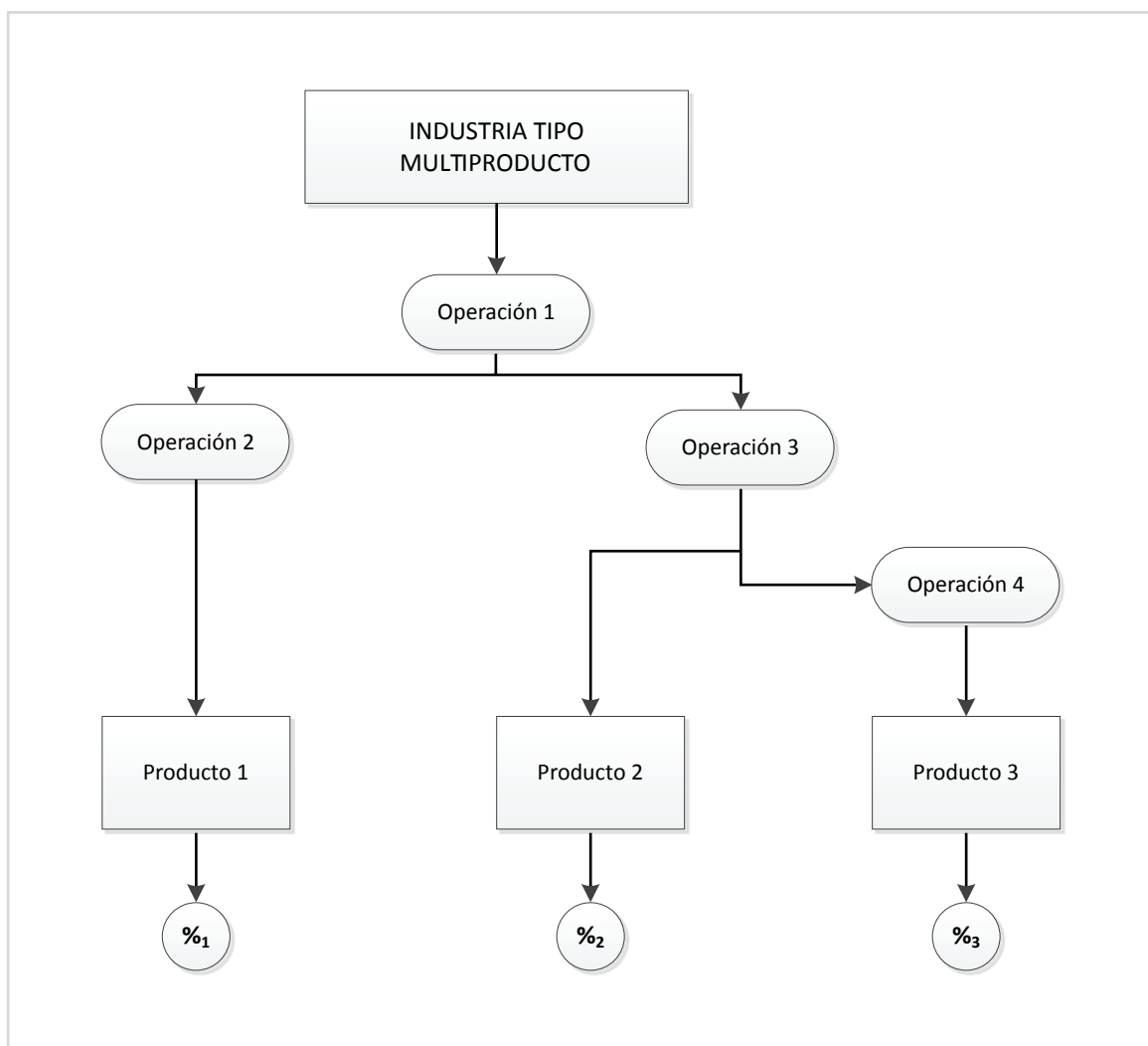


Figura 2.3. Esquema de una empresa multiproducto.

Con esa información se pondera el consumo de energía por cantidad de producto por el porcentaje de producción nacional antes calcular el porcentaje de consumo de energía de cada operación en el total del consumo de energía por cantidad de producto en la industria tipo, para luego integrar las operaciones que sean necesarias.

Para la operación 1 la energía consumida se pondera por 100%:

$$\dot{q}_{op1m} = \dot{q}_{op1} \cdot 100\%$$

Para la operación 2 la energía consumida se pondera por el porcentaje de producto 1 producido a nivel nacional (%₁):

$$\dot{q}_{op2m} = \dot{q}_{op2} \cdot \%_1$$

Para la operación 3 la energía consumida se pondera por la suma de porcentaje de producto 2 y 3 producido a nivel nacional de los productos 2 y 3, %₂ y %₃:

$$\dot{q}_{op3m} = \dot{q}_{op3} \cdot (\%_2 + \%_3)$$

Para la operación 4 la energía consumida se pondera por el porcentaje de producto 3 producido a nivel nacional (%₃):

$$\dot{q}_{op4m} = \dot{q}_{op4} \cdot \%_3$$

En todos los casos \dot{q}_{op4m} corresponde a la energía consumida por unidad de producto de la operación "i" ponderado por el porcentaje de producción nacional elaborado con esa operación en una empresa multiproducto.

2.2.2.3 Pérdidas de conversión y distribución

Los datos entregados para las industrias corresponden a datos de demanda de energía final en cada una de las operaciones. Para conocer los consumos de calor y frío de la industria, es necesario estimar las pérdidas de conversión y distribución de la energía. Se utilizaron los parámetros que se muestran en la Tabla 3, tomados como referencia del trabajo de evaluación de la energía solar térmica en la industria (IDAE, España 2011).

Tabla 2.2. Hipótesis sobre las pérdidas de conversión y distribución.

Rendimiento de conversión de calderas (base: PCI)	Calderas de baja temperatura	90%
	Calderas de vapor	85%
	Quemadores de combustión directa	100%
Rendimiento de conversión (COP) de enfriadoras		3,0

2.2.3 Resultados de la caracterización industrial

Terminado el procesamiento de las bases de datos mineras e industriales manufactureras se obtuvieron una serie de datos individualizados y agregados, tabulados por establecimiento con la siguiente información:

1. Identificación (Id)
2. Rubro CIU (Código Identificación Industria Universal)
3. Consumo de combustibles para usos térmicos
4. Demanda de calor total de la industria
5. Demanda de calor de procesos
6. Demanda de frío

Esta información es esencial para la caracterización de demanda energética de las industrias, base del dimensionado de un sistema solar térmico.

2.3 Fichas de industria tipo

Tabla 2.3 Tabla de industrias tipo

CIU	Glosa	Nombre genérico
1330	Refinación de cobre	Industria del cobre
1511	Producción, procesamiento y conservación de carne y productos cárnicos	Industria cárnica
1512	Elaboración y conservación de pescado y producto de pescado	Industria pesquera
1513	Elaboración y conservación de frutas, legumbres y hortalizas	Industria de frutas y hortalizas procesadas
1514	Elaboración de aceites y grasas de origen vegetal y animal	Industria de aceites y grasas
1520	Elaboración de productos lácteos	Industria láctea
1533	Elaboración de alimentos preparados para animales	Industria alimento para animales
1541	Elaboración de productos de panadería y galletas	Industria de productos de panadería y galletas
1542	Elaboración de azúcar de remolacha o caña	Industria del azúcar
1543	Elaboración de cacao y chocolate y de productos de confitería	Industria de productos de chocolate y confites
1544	Elaboración de macarrones, fideos, alcuizcuz y productos farináceos similares	Industria de fideos
1551	Destilación, rectificación y mezclas de bebidas alcohólicas; producción de alcohol etílico a partir de sustancias fermentadas	Industria de los destilados
1552	Elaboración de vinos	Industria del vino
1553	Elaboración de bebidas malteadas, cervezas y maltas	Industria de las cervezas
1554	Elaboración de bebidas no alcohólicas; producción de aguas minerales	Industria de las bebidas no alcohólicas
1600	Elaboración de productos del tabaco	Industria del tabaco
1911	Curtido y adobo de cueros	Industria del cuero
2101	Fabricación de pastas de madera, papel y cartón	Industria de pastas de madera, papel y cartón
210X	Fabricación de papel y cartón ondulado y de envases de papel y cartón	Industria del papel y cartón
2413	Fabricación de plásticos en formas primarias y caucho sintético	Industria de plásticos primarios
2421	Fabricación de plaguicidas y otros productos químicos de uso agropecuario	Industria de los plaguicidas
2422	Fabricación de pinturas barnices y productos de revestimiento similares; tintas de imprenta y masillas	Industria de las pinturas
2423	Fabricación de productos farmacéuticos, sustancias químicas medicinales y productos botánicos	Industria farmacéutica
2424	Fabricaciones de jabones y detergentes, preparados para limpiar y pulir, perfumes y preparados de tocador	Industria de los jabones y detergentes
2520	Fabricación de productos de plástico	Industria de plásticos
2692	Fabricación de productos de cerámicas refractaria	Industria cerámica
2695	Fabricación de artículos de hormigón, cemento y yeso	Industria de artículos de hormigón
171X	Preparación de hilatura de fibras textiles; tejedura de productos textiles	Industria textil
172X	Fabricación de artículos confeccionados de materias textiles, excepto prendas de vestir	Industria de prendas textiles
202X	Fabricación de muebles	Industria de la madera
251X	Fabricación de otros productos de caucho	Industria del caucho

Las fichas de industria se encuentran presentes en el Anexo 1.

2.4 Utilización de una ficha de industria tipo

Una ficha de industria tipo es la primera aproximación de estudio del potencial que puede tener una planta de producción. Como se menciona en la metodología, muchas veces es una representación de cifras obtenidas de documentos estadísticos, proyectos similares y otra bibliografía técnica, sin embargo, es importante recalcar que no es una imagen precisa de los procesos operativos de dichas industrias, sino más bien un promedio de estos, por lo tanto su error podría ser significativo y su uso es recomendable para una etapa de pre-factibilidad o de idea de proyecto.

Adicional a esto, también es importante considerar que algunos rubros de la ENIA fueron descartados debido a la falta de información respecto de sus operaciones, lo que no quiere decir que no posean potencial, sino que existe poca documentación al respecto, y por consecuencia no se pudieron evaluar dentro del alcance del estudio.

Sentada esta base, un ejemplo claro de utilización de una ficha consiste en determinar de forma básica el potencial de una industria en particular. Para conseguir esto, puede seguir los siguientes pasos:

1. Identificar la ficha de industria tipo a la cual pertenece la planta productiva sobre la cual versará el estudio.
 2. En la ficha se identifican varias cifras e información que puede ser de interés para el análisis.
- La descripción y la representatividad sirven para verificar si la ficha que aparece se tiene algún grado de similitud con el caso de estudio.
 - Las operaciones consumidoras de calor y frío contienen la lista de las operaciones que según la metodología especificada tienen más potencial dado el salto térmico requerido.
 - Cada una de las operaciones puede ser entendida como muestra la Figura 1 y las cifras sirven como indicadores de algunos potenciales:

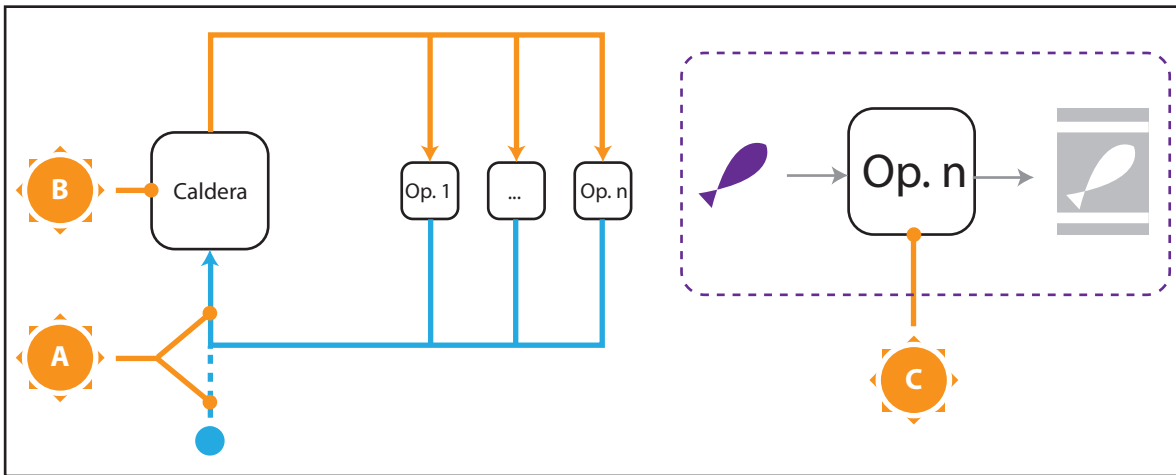


Figura 2.4 Esquema industria tipo

I. La temperatura de retorno es un indicador importante debido a que una de las posibilidades de instalar un sistema solar térmico es para precalentamiento del fluido que ingresa a la caldera (A). Si la temperatura de retorno es demasiado alta (sobre 60°C), no tiene sentido precalentarla con colectores planos y debe escogerse otra tecnología solar, sin embargo si es baja (menos de 60°C) entonces existe un potencial asociado a esa tecnología.

II. Por otra parte, la temperatura de impulsión también es relevante por sí sola, puesto que habla de la posibilidad de aportar calor solar en serie o en paralelo con la caldera (B), siempre y cuando esté dentro de los rangos convenientes. Incluso podría pensarse en tecnologías para generación de vapor mediante energía solar.

III. Y por supuesto, también es relevante la relación entre la temperatura de retorno y la de impulsión, puesto esto junto con el caudal indica la cantidad de calor suministrado por la caldera y así mismo la posibilidad de reemplazar una parte de ese flujo por calor solar.

IV. Por otra parte las temperaturas a las que entra y sale el producto son un buen indicador para la factibilidad de aportar directamente sobre la operación (C), es decir calentar el producto con fluido proveniente del sistema solar y no del fluido de trabajo de la caldera. Y por consiguiente donde es más relevante la aportación de energía.

V. El último indicador de la primera tabla, el porcentaje de energía consumida por unidad de producto también puede ser un factor relevante, en cuanto dice cuál de las operaciones identificadas es la que consume la mayor fracción del calor producido por la caldera.

Es de suma relevancia hacer notar que dicha cifra está normalizada por las unidades producidas, por lo que si desea tener un valor comparativo más real, debe ser multiplicado por la relación de productividad de las operaciones.

2.4.1 Ejemplo de utilización de una ficha de industria tipo

A continuación se muestra un ejemplo de utilización de una ficha de industria tipo.

Supóngase que se cuenta con la siguiente información de una industria cervecera:

- Operaciones productivas de la industria.
- Unidades producidas por operación.
- Gasto monetario en combustible correspondiente a la producción de calor a lo largo de todo un año.
- Precio del combustible
- Eficiencia de la caldera
- Poder calorífico del combustible

A partir de esta información se puede obtener los siguientes resultados:

- Porcentaje de consumo de energía por operación
- Perfil de demanda energética por operación
- Perfil de demanda anual energética global

El perfil de demanda energética es el punto de partida para el diseño de un sistema solar térmico, puesto que a partir de esta información, y el recurso solar disponible, se escoge la tecnología y el dimensionamiento del campo solar.

Adicionalmente, se utilizan los siguientes supuestos para poder proceder:

- No existen fugas apreciables en la red de distribución térmica
- El precio del combustible es constante a lo largo del año (o un promedio de los valores)
- Las operaciones a verificar siguen los modelos físicos a partir de los cuales se generó la información de las fichas técnicas.

Procedimiento:

Utilizando la ficha de “industria de las cervezas”, en que aparecen 6 operaciones distintas, la **Tabla 5** muestra el resumen de los consumos porcentuales, y cifras ficticias para la cantidad de unidades producidas.

Tabla 2.4 Ejemplo operaciones ficha de industria

Operación	Consumo energético por cantidad de producto	Temperatura de retorno [°C]	Temperatura de impulsión [°C]	Unidades producidas
Secado (cebada)	60,62%	52,3077	112,3077	No contemplada
Maceración	5,21%	80,2	87	2500 litros
Cocción	18,76%	98	108	2800-3000 litros
Lavado botellas	5,23%	15	62	No contemplada
Pasteurización	9,79%	20	60	No contemplada
Limpieza-CIP	0,39%	40	80	No contemplada

Cabe resaltar que las unidades deben coincidir para hacer una comparación correcta. Para este ejemplo sólo se trata de una industria que sólo contempla maceración, cocción y limpieza-CIP.

Como los consumos de la tabla consideran que existen todas las operaciones, hay que volver a calcular los porcentajes de consumo energético, esto es:

$$C'_i = \frac{C_i}{\sum_i^n C_i} \rightarrow C'_{cocción} = \frac{18,76}{18,76 + 5,21 + 0,39} = 0,77 = 77\%$$

$$C'_{maceración} = \frac{5,21}{18,76 + 5,21 + 0,39} = 0,214 = 21,4\%$$

$$C'_{limpieza} = \frac{0,39}{18,76 + 5,21 + 0,39} = 0,016 = 1,6\%$$

Dónde C'_i es el nuevo consumo energético considerando solo las operaciones deseadas, C_i es el consumo sugerido por la ficha de cada operación, y n es el número de operaciones a considerar.

Luego, se debe contemplar la cantidad de unidades producidas, y se obtendrá el porcentaje real de calor consumido en la operación. Hay que considerar que la limpieza-CIP es una operación que no tiene producción, sin embargo, es una operación batch necesaria para todas las operaciones que si tienen producción, por lo tanto se puede

considerar que el número de unidades que produce es la suma de todas las unidades de las demás operaciones.

$$C_i^f = \left(\frac{C_i' U_i}{\sum_i^n C_i' U_i} \right) \rightarrow C_{cocción}^f = \left(\frac{0,77 \cdot 3000}{0,21 \cdot 2500 + 0,77 \cdot 3000 + 0,01 \cdot 5500} \right) = 78,8\%$$

$$C_{maceración}^f = \frac{0,23 \cdot 2500}{0,23 \cdot 2500 + 0,77 \cdot 3000 + 0,01 \cdot 5500} = 0,2 = 18,2\%$$

$$C_{limpieza}^f = \frac{0,01 \cdot 5500}{0,23 \cdot 2500 + 0,77 \cdot 3000 + 0,01 \cdot 5500} = 0,03 = 3\%$$

Dónde C_i^f es el porcentaje final de consumo considerando el número de operaciones y las unidades producidas.

Para el caso de operaciones consumidoras de frío, se aplica la metodología de la misma forma.

Por último, si se desea conocer el gasto energético o monetario de la operación en particular:

$$Q_i = C_i^f \cdot P_i$$

Dónde P es el gasto total en combustible, energía o pesos, asociado a la caldera que alimenta la operación. La Tabla 6 muestra las posibilidades a calcular dependiendo del valor que se conocido que se utilice.

Tabla 2.5 Valores significativos obtenibles del porcentaje de consumo

#	P_i	Unidad de medida	Q_i
P_1	Dinero gastado en combustible de la caldera	$\frac{\text{Pesos o dólares}}{\text{mes}}$	Dinero gastado en la operación en un tiempo determinado
P_2	Combustible consumido por la caldera	$\frac{\text{l}}{\text{mes}}, \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$	Combustible consumido por la operación
P_3	Calor consumido por la caldera	kWh	Calor consumido por la operación

A su vez, la información se correlaciona de la siguiente forma:

Dónde PCI es la potencia calorífica del combustible quemado y \$C es el precio del combustible en

Es importante que recalcar que se debe verificar que el consumo de combustible es el asociado a la generación de calor o frío del proceso productivo, debiendo diferenciar este del consumo para transporte o cogeneración (grupo electrógeno u otro).

Toda la información calculada hasta este punto es propia de un instante determinado, por ejemplo, un mes específico. Si se quiere determinar el perfil de producción de los meses de un año, se debe repetir el cálculo para cada mes.

Ampliando el caso del ejemplo, supóngase que la relación entre los porcentajes de energía consumida por producto, por operación, no cambian a lo largo del año, y que se tiene un consumo de combustible como el que sugiere la Tabla 7. Además supóngase que usted cuenta con la siguiente información:

Precio del combustible: 0,76 \$USD/m³ de gas licuado

Poder calorífico del combustible: 39 kJ/m³⁴

Rendimiento de la caldera : 0,85

Tabla 2.6 Consumo dinero en combustible para una industria de la cerveza

Factura combustible \$USD/mes			
Enero	9411,75	Julio	7880,75
Febrero	7789,75	Agosto	8388,75
Marzo	8467,75	Septiembre	9876,75
Abril	10071,75	Octubre	9186,75
Mayo	11171,75	Noviembre	9239,75
Junio	9558,75	Diciembre	8073,75

Además, se estima que el precio del combustible es estable o que se está trabajando con el precio promedio anual. Para el caso de Enero se tendría que:

$$\text{Combustible consumido} = 9.411,75 / 0,76 = 12.378 \text{ m}^3$$

$$\text{Calor consumido} = 12.378 \cdot 39 \cdot 0,85 = 410.339,49 \frac{\text{kJ}}{\text{mes}} = \frac{410.339,49}{3.600} \frac{\text{kWh}}{\text{mes}} = 113,98 \frac{\text{kWh}}{\text{mes}}$$

4. Es importante que el precio y el poder calorífico estén divididos por la misma unidad.

Calor consumido en maceración = $113,098 \cdot 18,23\% = 20,77$ kWh/mes

Calor consumido en cocción = $113,098 \cdot 78,77\% = 89,78$ kWh/mes

Calor consumido en limpieza = $113,098 \cdot 78,77\% = 3,42$ kWh/mes

Extrapolando el cálculo a todos los meses se obtiene la Tabla 8.

Tabla 2.7 Demanda de calor anual por operación

Demanda de calor anual por operación (kWh/mes)			
Mes	Maceración	Cocción	Limpieza
1	20,7786017	89,7827026	3,42188872
2	20,2325457	87,4232376	3,33196241
3	21,9935349	95,0323335	3,62196794
4	26,159651	113,033794	4,3080577
5	29,0167132	125,378934	4,77856813
6	24,8272211	107,276469	4,08862874
7	20,4689026	88,4445174	3,37088646
8	21,7883459	94,1457279	3,58817673
9	25,6531718	110,845337	4,22464903
10	23,8610146	103,101567	3,92951066
11	23,9986731	103,696378	3,95218071
12	20,9701872	90,6105285	3,45343965

Esto dice cuántos kWh de energía se requieren a determinadas temperaturas. Esta información es básica si se quiere analizar la posibilidad de intervenir directamente una operación o la caldera, y es el primer paso de dimensionamiento del sistema solar y de la elección de tecnologías solar.

A partir de los perfiles de demanda se puede simular el comportamiento del sistema solar térmico mediante un software; sus dimensiones, sus materiales y tecnologías, la curva de oferta solar, etc. Un software que permite todo esto es TRANSOL⁵, que cuenta con base de datos de componentes (materiales, curvas de rendimiento) y oferta solar georeferenciada, lo que permite análisis dinámico multidimensional de diferentes escenarios, lo que facilita posteriormente el hacer un análisis económico con mejor nivel de detalles y posibilidades de intervención.

5. Este programa está desarrollado en base a TRNSYS, software de ingeniería para simulación de procesos.

2.5 RESULTADOS Y ANÁLISIS DEL POTENCIAL

Como se señaló anteriormente en la metodología, los resultados que se describen a continuación analizan el potencial tanto energético, técnico como económicamente viable de incorporar diferentes tecnologías solares térmicas a cada uno de los 1649 establecimientos industriales identificados en Chile con procesos térmicos de calor y frío agrupados en 31 industrias tipo. El resultado de este estudio entonces corresponde a la determinación de un potencial real de incorporación de estas tecnologías y no se basa solo en un potencial teórico por industria tipo y zona climática.

Cabe mencionar que este estudio es además conservador ya que ha dejado fuera del análisis a una gran cantidad de plantas industriales que por no tener un rubro claramente identificado desde la base de datos de la ENIA, se han decidido dejar fuera del análisis para no sobreestimar erróneamente algún rubro en particular. Todas estas industrias, existentes en el país, no han sido analizadas como potenciales receptoras de sistemas solares y por lo tanto, permiten anticipar que el mercado objetivo tendrá que ser mayor al estimado.

En consideración a la gran cantidad de datos analizados, los resultados obtenidos se resumen y describen bajo los siguientes aspectos:

- Potencial por rubro o industria tipo
- Potencial por región
- Potencial por usos térmicos (baja, media temperatura y frío)
- Potencial por tecnologías
- Potencial total y grandes números
- Otras consideraciones

Posteriormente en un siguiente capítulo se detallan los resultados más desagregados para cada una de las industrias tipo identificadas.

2.5.1 POTENCIAL POR RUBRO O INDUSTRIA TIPO

El siguiente gráfico muestra los resultados agregados por rubro incluyendo las demandas totales de procesos térmicos y el potencial tanto energético, técnico como viable de producción energética mediante energía solar térmica. Los valores se expresan en MWh de energía térmica producida y demandada al año.

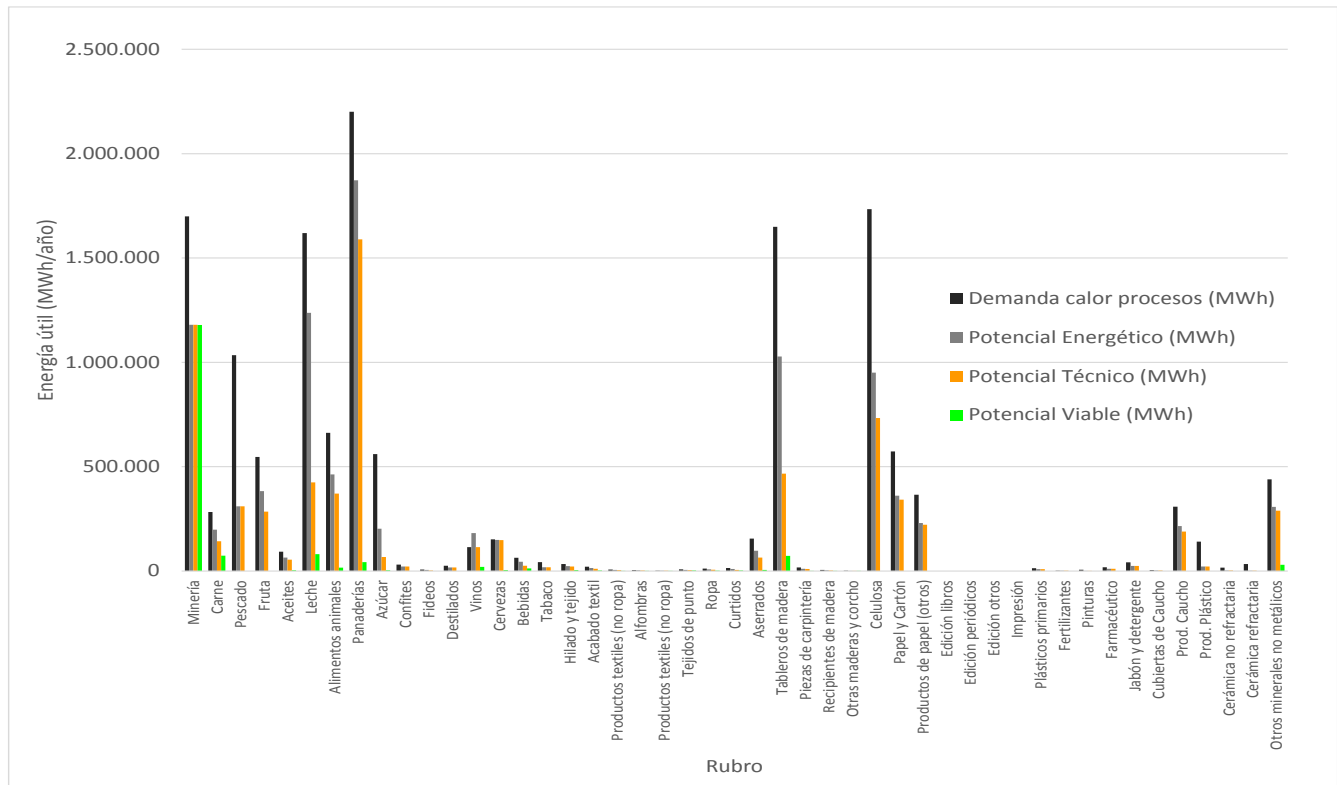


Ilustración 8. Demanda energética y potenciales energético-técnico y viable por rubro

De la gráfica se aprecia una importante diferencia entre la posibilidad de generación energética técnicamente viable de la económicamente viable (color verde) para la gran mayoría de las industrias analizadas, con la sola excepción de la minería del cobre, que tiene la ventaja de concentrar plantas de gran tamaño, con demandas de baja temperatura, con costos de combustibles fósiles muy altos y en regiones con alta disponibilidad de recurso solar. Todo esto un conjunto de factores que viabilizan económicamente prácticamente la totalidad de los sistemas solares incluso bajo fracciones solares elevadas del 70% o más.

Así también, además de la minería del cobre se observan otros rubros como es el caso de los lácteos, panaderías, aserraderos y papeleras que concentran las mayores demandas y así también las mayores oportunidades de incorporación de energía solar térmica. Sin embargo, no se deben despreciar otros rubros con menor visibilidad, pero que ofrecen importantes oportunidades también como veremos posteriormente al analizar cada rubro en forma más detallada.

2.5.2 POTENCIAL POR REGIÓN

De modo similar, pero agregando los datos de todas las industrias y rubros seleccionados, esta vez por región, se pueden observar los siguientes resultados.

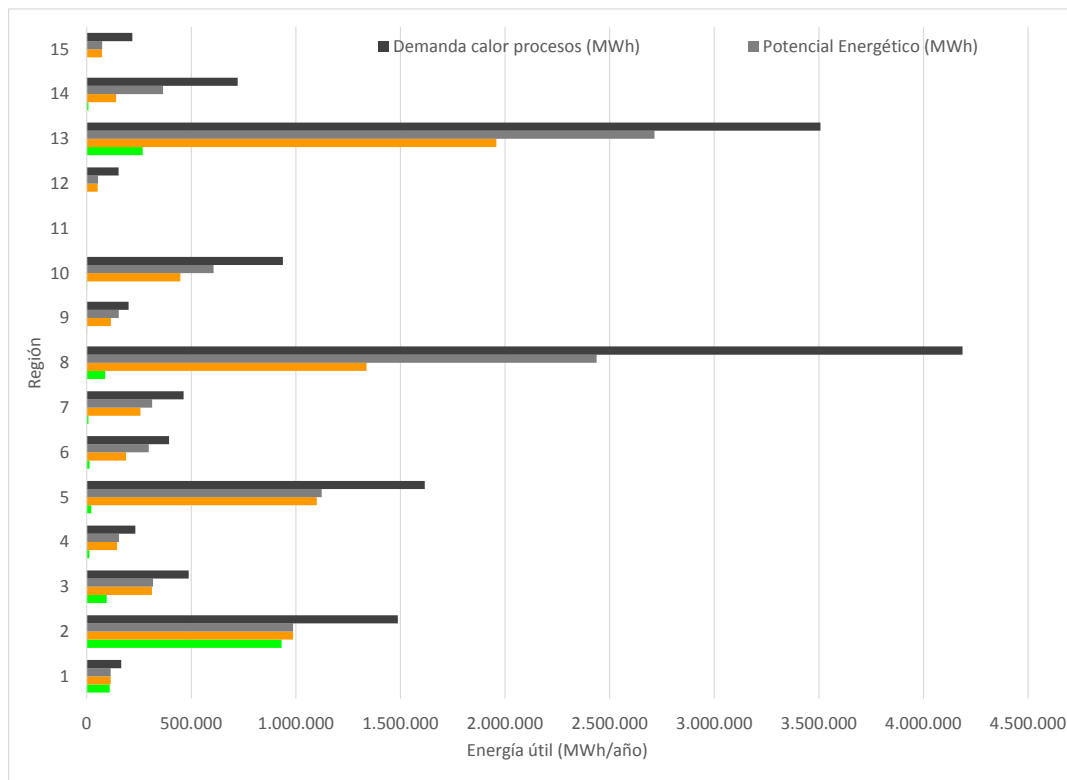


Ilustración 9. Demanda energética y potenciales energético-técnico y viable por región

Este gráfico entrega bastante más información sobre oportunidades viables económicamente, las cuales se concentran principalmente en la zona norte y región metropolitana. Esto último se condice con el mayor número de plantas industriales en la región, mientras las del norte tienen la ventaja de contar una alta radiación solar que viabiliza de mejor forma los proyectos.

2.5.3 POTENCIAL POR USOS TÉRMICOS

Otro aspecto interesante a visualizar dentro de los resultados es como se agrupan en términos de niveles térmicos, es decir, en términos de sus usos para baja temperatura (menores a 90°C), para media temperatura (90-250 °C) y para usos de frío.

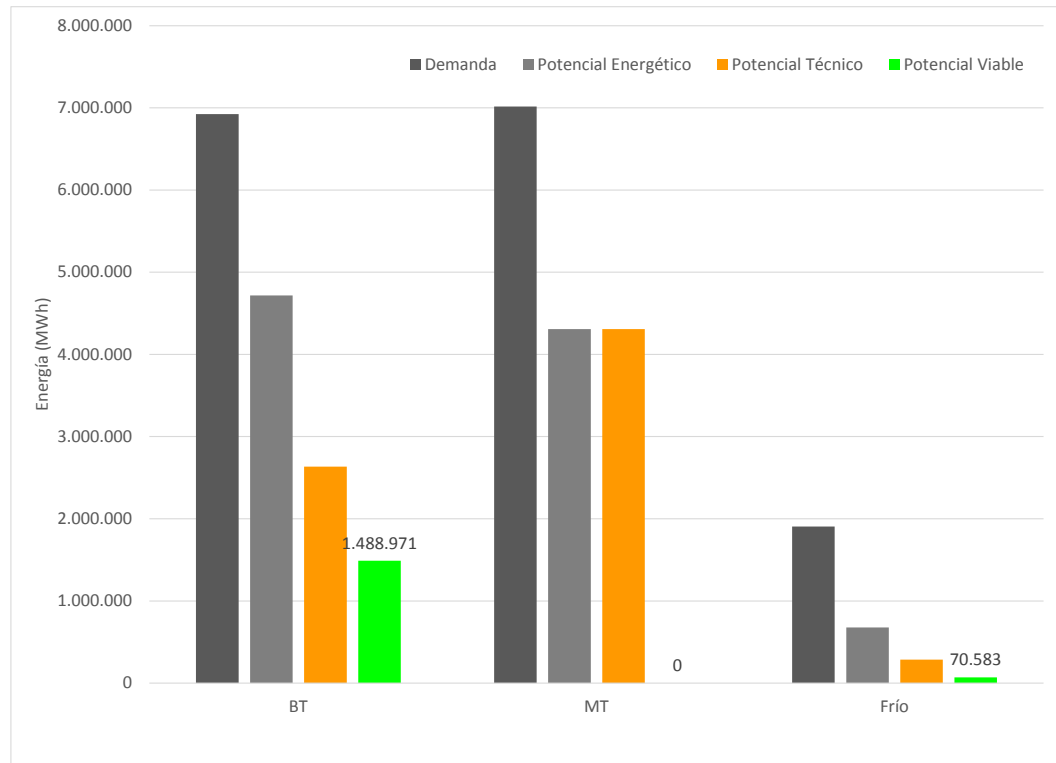


Ilustración 10. Demanda energética y potenciales energético-técnico y viable por uso térmico

Como ya habíamos mencionado, los principales usos de la energía térmica se concentran en procesos de calor que a su vez se dividen en fracciones prácticamente iguales de baja y media temperatura. Sin embargo, el potencial viable solo se aprecia en consumos de baja temperatura donde prácticamente la mitad de su potencial técnico es factible de implementar con una rentabilidad económica positiva. Esta situación no fue posible de comprobar en procesos de media tecnología y así es como en la actualidad no es posible encontrar ninguna aplicación real implementada. Interesantemente, para procesos de frío si fue posible determinar instalaciones rentables económicamente que se concentran principalmente en procesos industriales de los rubros lácteos y panadería.

2.5.4 POTENCIAL POR TECNOLOGÍAS

Muy relacionado con el capítulo anterior de usos o niveles térmicos de los procesos industriales, el uso de las distintas tecnologías solares fue también evaluado para determinar cuáles de éstas tienen más posibilidad o menos posibilidad de ser implementadas a nivel nacional.

Los números son muy decisivos al observar la disparidad de oportunidades entre los procesos de minería y los del resto de la industria nacional. A pesar de que las oportunidades de plantas industriales mineras son solo una fracción menor de la totalidad de la industria nacional, se

observó que el 100% de sus procesos asociados a electroobtención o electrorefinación pueden ser abastecidos con energía solar térmica asegurando una rentabilidad económica positiva. Es decir, de las 38 plantas identificadas, las 38 pueden contar con sistemas solares térmicos rentables que puedan suministrar al menos el 70% de su energía actual. Lo que equivale aproximadamente a 1,5 millones de metros cuadrados de sistemas solares por implementar. Así también se determinó que la tecnología de colectores solares planos con cubierta (FPC) daba los mejores resultados de rentabilidad económica por sobre tecnologías de tubo de vacío y de concentración.

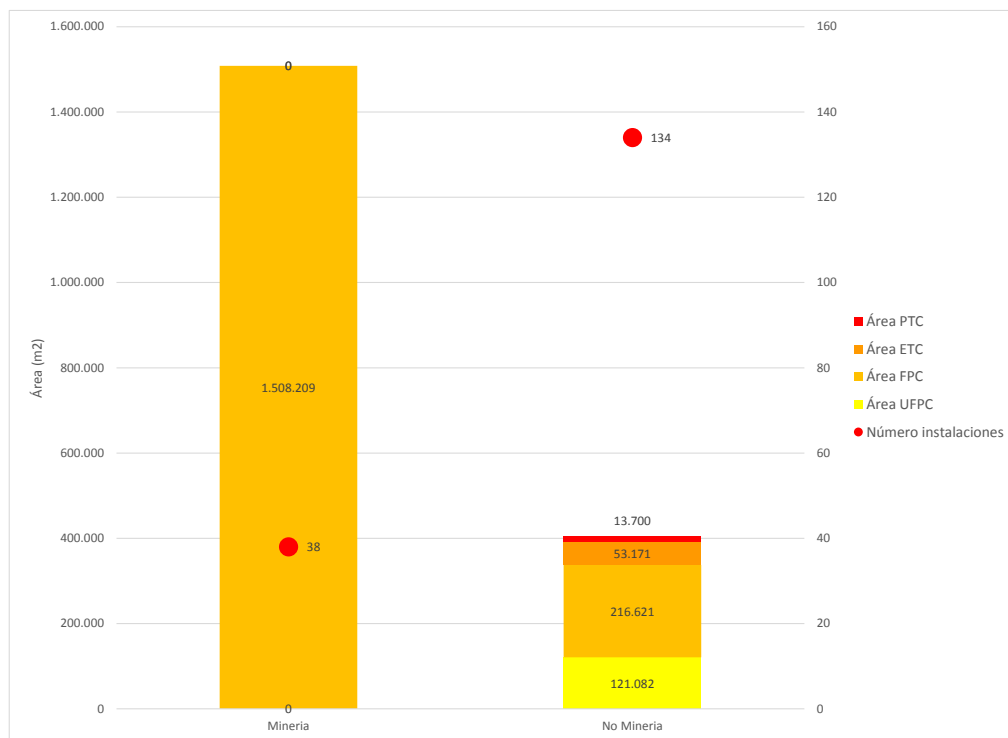


Ilustración 11. Potencial por tecnología en minería y no-minería

Para la industria no minera se visualiza una mayor dispersión de tecnologías económicamente rentables, aunque la tecnología FPC muestra nuevamente la que logra alcanzar las mayores rentabilidades. Sin embargo, si se aprecia un importante número de aplicaciones para colectores planos sin cubierta en aplicaciones de menor temperatura y en menor medida de colectores de tubo de vacío y colectores cilindro parabólicos para aplicaciones de generación de frío.

De hecho en la siguiente gráfica se confirma que la totalidad de las aplicaciones de colectores de concentración parabólicos (PTC) equivalentes a 13.700 m² son rentables para aplicaciones de generación de frío. Así también un número menor, pero no despreciable de 4.885 m² corresponde a aplicaciones rentables de sistemas de frío solar utilizando colectores de tubo de vacío.

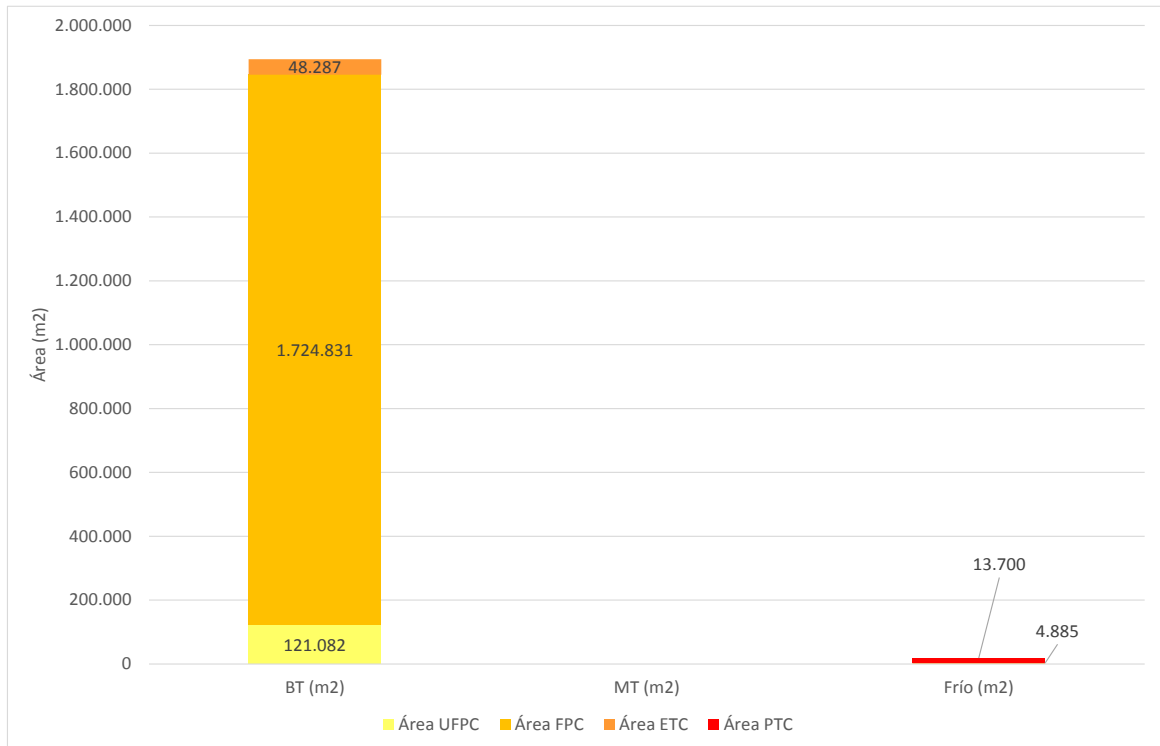


Ilustración 12. Potencial por tecnología y según nivel térmico

Nuevamente se observa que la gran mayoría de los sistemas solares térmicos para uso de baja temperatura prefieren el uso de tecnologías de colector plano con cubierta (FPC), aunque este total incluye las aplicaciones de minería indicadas previamente.

2.5.5 GRANDES NÚMEROS Y POTENCIAL TOTAL

El potencial total de implementación de SST en los distintos rubros industriales y con su distribución por región dentro del país, se puede resumir en la siguiente gráfica, donde se aprecia un gran círculo que representa a la enorme cantidad de sistemas solares económicamente rentables para implementar en procesos de minería del cobre, los cuales incluso están concentrados en la II región del país.

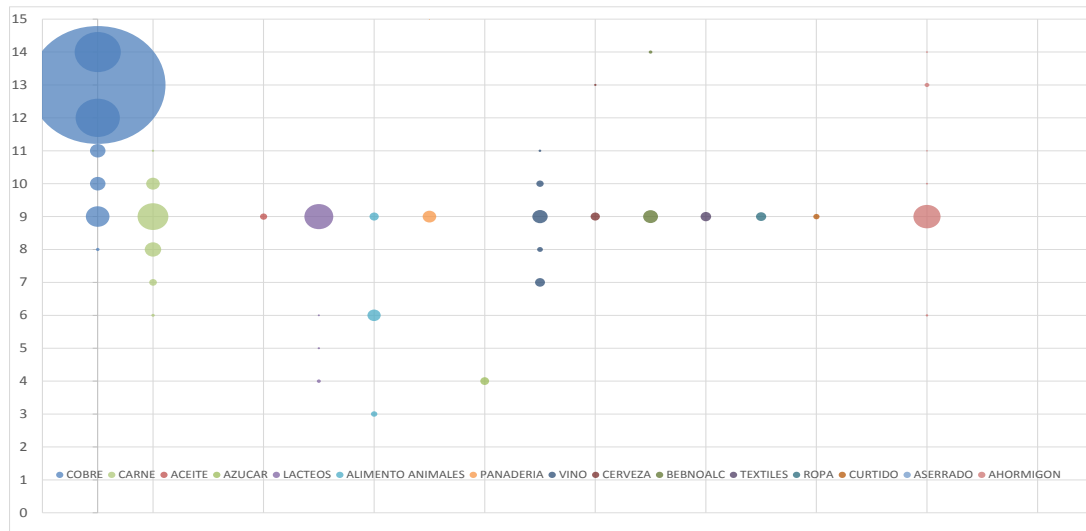


Ilustración 13. Potencial total por rubros y por región

En consideración que este gran círculo de minería impide visualizar adecuadamente el resto de los círculos más pequeños, se muestra más abajo el mismo gráfico, pero eliminando de la visualización al rubro de la minería.

De esta forma podemos observar oportunidades interesantes en diversos rubros industriales, donde destacan especialmente el rubro cárnico, lácteos, alimentos para animales, vino, bebidas, hormigón, entre otros.

Es especialmente interesante ver que la gran mayoría de las plantas industriales identificadas con potencial de energía solar térmica se encuentran en la RM, como era de esperar por la concentración de plantas industriales. Así también es interesante de observar que existen muy pocas oportunidades rentables de implementación de SST en la VIII región, a pesar de ser una región con enormes demandas de energía térmica. El motivo de esta situación es que la energía solar térmica a sus actuales precios de inversión no es competitiva con el uso de energía en forma de biomasa en forma de leña, combustible que abunda en la VIII región y por ende es difícilmente de sustituir con tecnologías solares.

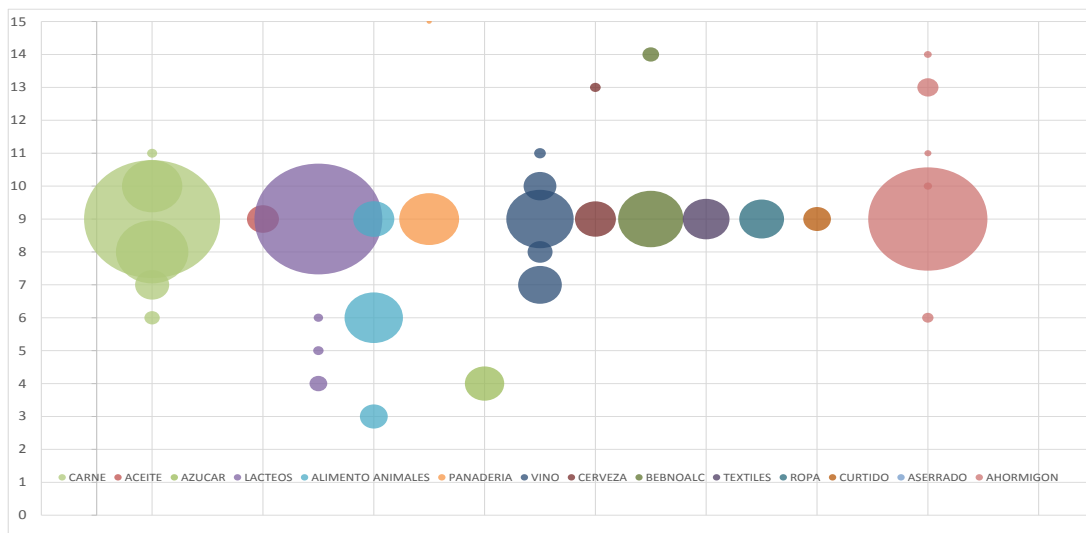


Ilustración 14. Potencial total por rubros y por región sin considerar minería

Así, del proyecto Appsol, podemos visualizar que la energía solar térmica es una oportunidad real e interesante en una serie de rubros industriales y que por ende no debiera subestimarse a la hora de considerarla tanto para que las industrias puedan reducir sus consumos de combustibles tradicionales, así como para generar oportunidades de negocio para la industria solar.

Resumiendo los grandes números, podemos cuantificar en las siguientes tablas el potencial energético, técnico y financieramente rentable tanto para la generación de calor y de frío en la industria minera como para el resto de los rubros.

Tabla 4.2 Valores económicos de colectores, para 1000 m²

Potencial Generación de Calor	Minería del Cobre		Industrias No-mineras	
	Energía (MWh)	Área (m2)	Energía (MWh)	Área (m2)
Demanda Energía	1.699.732	-	13.068.630	-
Potencial Energético	1.180.185	1.510.586	7.847.116	113.077.975
Potencial Técnico	1.180.185	1.510.586	5.762.245	105.078.739
Potencial Viable	1.179.319	1.508.209	309.652	385.990

Es interesante de observar que la industria minera prácticamente no tiene diferencia entre los potenciales energético, técnico como viable. Es decir, prácticamente todas los sistemas solares aplicables a minería son rentables. Esta situación no sucede con la industria no minera, tanto para generación de calor como de frío, donde se presenta un gran salto entre el potencial energético/técnico y el viable.

Tabla 5. Potenciales energético, técnico y económico totales para generación de frío

Potencial Generación de Frío	Minería del Cobre		Industrias No-mineras	
	Energía (MWh)	Área (m2)	Energía (MWh)	Área (m2)
Demanda Energía	0	-	1.905.508	-
Potencial Energético	0	-	677.775	10.171.565
Potencial Técnico	0	-	284.920	8.350.299
Potencial Viable	0	-	70.583	18.585

Los números son decisivos, en términos de generación de calor en minería existe un potencial viable de más 1,5 millones de metros cuadrados de SST instalables, mientras en la industria no minera, el potencial viable alcanza un poco menos de los 400 mil metros cuadrados. Respecto a la demanda total de la industria, los procesos de electrotención y electrorefinación del cobre pueden permitir ahorros de casi un 70% de su demanda, mientras en el resto de la industria, el ahorro alcanzable ronda el 2,4%.

Para generación de frío, se ha determinado una superficie viable de SST de 18,5 mil metros cuadrados, equivalentes aproximadamente al 4% del total de la demanda de frío de estos rubros.

Finalmente en términos de cuantificación de negocio, se aprecia un mercado total rentable financieramente del orden de los 800 millones de USD, que es posible de traducir en ahorros de energía anuales de 160 millones de USD, equivalentes al 1% del total de energía importada en el país.

2.5.6 OTRAS CONSIDERACIONES

Otros datos interesantes obtenidos de todo el análisis realizado tienen relación con indicadores de rentabilidad y producción energética en función del tamaño de los sistemas. La siguiente figura muestra cómo evoluciona la TIR de cada proyecto en función del tamaño de éste. Así es como se observa un aumento muy rápido para limitarse a valores de rentabilidad del 25%.

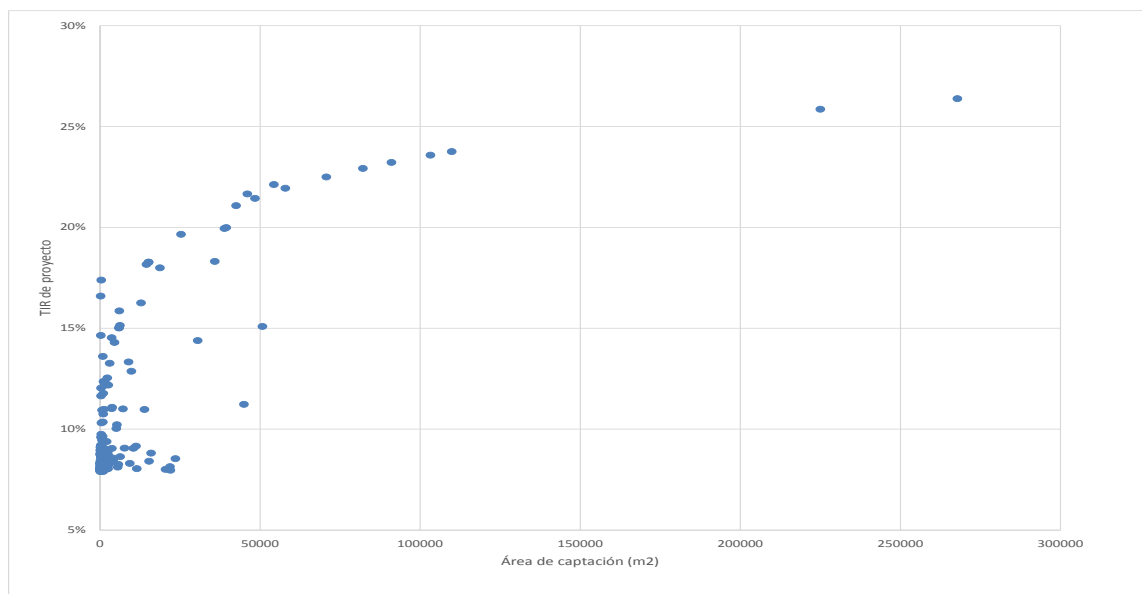


Ilustración 15. Rentabilidad de los proyectos según tamaño del SST

Así también la siguiente gráfica muestra que la gran mayoría de los SST viables tienen fracciones solares limitadas.

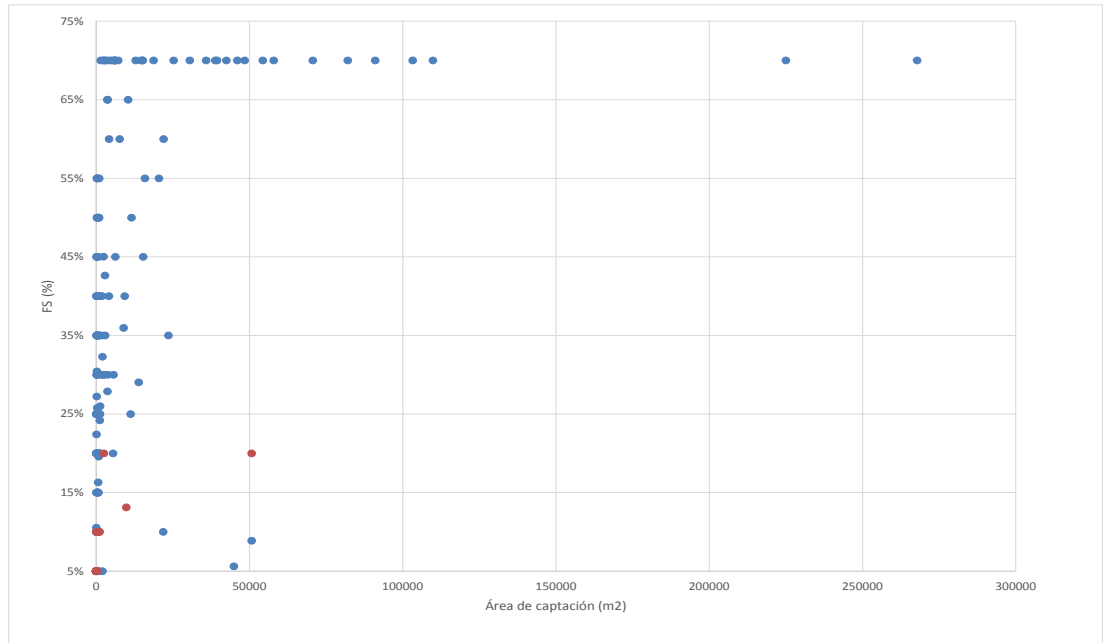


Ilustración 16. Aporte solar según tamaño del SST

Esto era de esperar ya que el rendimiento de los SST se reduce a mayores fracciones solares, por lo tanto la producción específica por m² de captación se hace menor y menos costo-efectiva.

Los casos de F.S. en torno al 70%, prácticamente todos, corresponden a procesos de minería, donde la misma industria requiere que éstos sean capaces de reducir el máximo posible sus consumos actuales. Sin embargo, con seguridad a menos F.S. se podrían alcanzar mayores rentabilidades de las operaciones financieras.

2.6 Conclusiones del estudio

Terminado el trabajo, es posible encontrar numerosas conclusiones que en gran parte se han ido discutiendo dentro de la entrega de los resultados. Así, para no repetir la información, se plantea nuevamente incorporar las preguntas que nos realizamos a la hora de proponer e imaginar el proyecto Appsol. Estas preguntas, que se detallaron en la metodología, ya en su mayoría pueden ser respondidas.

¿Es viable producir calor solar para procesos industriales?

La respuesta es afirmativa, en distintos rubros y regiones, constituyendo un mercado en sí mismo. Es así como se han logrado cuantificar un potencial de casi 400.000 m² de SST en procesos no-mineros y más de 1,5 millones de m² en aplicaciones de minería del cobre.

¿Es viable producir frío solar para procesos industriales?

La respuesta también es afirmativa, aunque en menor medida que para procesos de calor. Se cuantificó un total de 18 mil m² de SST viables de implementar en los rubros lácteos y de panaderías.

¿A qué niveles térmicos es viable producir calor para procesos industriales?

Los resultados del estudio demostraron que solo es viable generar calor con energía solar térmica para procesos de baja temperatura, por debajo de los 90°C. Al menos para el universo estudiado de plantas industriales, no fue posible encontrar ningún caso viable para procesos de media temperatura, a pesar de existir un potencial energético y técnico considerable. Es posible, aunque ha quedado fuera del alcance del estudio, que sea viable generar calor a temperaturas mayores en latitudes más al norte del país donde existe mayor radiación, sin embargo, para ello deben existir las demandas, que de momento no se observan. Por otra parte, el mercado relacionado con tecnologías de concentración es un mercado que no se ha desarrollado en el país, lo que se traduce en costos de inversión difíciles de cuantificar y que dificultan aún más la viabilidad de estos proyectos, principalmente por el riesgo que conllevan. Es así como es altamente recomendable que se den las condiciones para generar proyectos pilotos y demostrativos en el país con estas tecnologías, que permitan reducir estos riesgos y así determinar la real oportunidad de implementación de estas tecnologías. El potencial técnico observado es alto, y la reducción del potencial viable es solo fruto de la incertidumbre económica de estos proyectos.

¿De qué depende la viabilidad económica de estos proyectos? Es posible que el potencial viable esté subestimado?

Es importante considerar que la definición del potencial viable económicamente depende enormemente de condiciones muy específicas, coyunturales y de mercado que pueden variar considerablemente la fotografía que se ha hecho dentro de este estudio.

Se ha podido observar por ejemplo que cualquier tipo de proceso que se alimente de biomasa en forma de leña hace imposible que cualquier sistema solar se rentabilice. Aunque esta situación era de esperar por el muy bajo costo de este combustible, el uso de la leña genera otro tipo de externalidades en forma de contaminantes locales que cada día toman más relevancia en el país y no se descarta que bajo determinados planes de descontaminación se prohíba el uso de estos, lo que inmediatamente cambiaría el escenario de referencia con el cual se determina esta rentabilidad.

Así también existen otras incertidumbres que pueden variar considerablemente los resultados de casos viables, como por ejemplo, la hipótesis de aumento del precio de la energía de los combustibles fósiles de referencia. El análisis consideró una tasa de aumento del 2% anual, lo cual es muy conservadora. El solo hecho de cambiar esta tasa por ejemplo a un 5% genera una duplicación del mercado económicamente viable de inmediato. Esta hipótesis de un 5% tampoco es tan descabellada considerando la experiencia de los últimos años con algunos combustibles que han sufrido incrementos anuales de casi un 10%.

Otra variable relevante que puede afectar enormemente la rentabilidad de estos proyectos es el costo de la tecnología y su instalación. El estudio contempló un estudio de costos al respecto, sin embargo, estas variables se rigen según las evoluciones propias de todo mercado y existen grandes posibilidades de que reducciones de precio sean factibles de alcanzar, haciendo viables proyectos que antes no lo eran. Esto es aún más evidente en tecnologías no probadas en el país como es el caso de sistemas de media temperatura (generación de vapor) y de frío solar.

No podemos dejar de mencionar otras variables que pueden influir enormemente en el aumento o reducción del universo de proyectos rentables analizados, como es el caso de la incorporación de subsidios a la inversión, créditos blandos a la financiación, otros incentivos tipo feed-in-tariff, aumento del precio de los combustibles de referencia, reducción de precios de las tecnologías solares (tanto por nuevos desarrollos como por mejoras tecnológicas), interés de las industrias por reducción de emisiones y contaminantes, interés de las industrias en una menor dependencia de combustibles externos o de la volatilidad de los precios, entre otras.

Cada uno de estos elementos, además de los mencionados anteriormente pueden hacer variar enormemente los resultados del universo actualmente observado como viable, por lo que los resultados del proyecto no deben enmarcarse solamente en estas oportunidades identificadas coyunturalmente, sino en el gran potencial técnico identificado para cada uno de los rubros.

La creación de la herramienta Appsol de cálculo de prefactibilidad de sistemas solares en procesos industriales, alojada en la web del proyecto, será de este modo una gran herramienta que podrá actualizar en forma particular este universo viable, ya que permite actualizar a

cada usuario las diferentes hipótesis comentadas anteriormente. Así cada usuario podrá cambiar estas variables de entrada económicas y así prever en forma específica y concreta las reales potencialidades económicas de un proyecto para una situación y condición específica.

¿Cuál es aporte porcentual de energía generada que puede ofrecer un SST?

Para aplicaciones industriales no mineras, las fracciones solares rentables por lo general alcanzaban valores de hasta el 35%. Esta situación es muy diferente en aplicaciones de minería, donde como prácticamente el total de estas permiten sistemas rentables en torno al 70%.

¿En qué regiones existe mayor potencial para los SST?

La rentabilidad de los SST requiere suficiente recurso solar, alta demanda y costos razonables de la energía de referencia. La primera de las variables es prácticamente descendiente a medida que más al sur del país se encuentren los proyectos. Respecto a la segunda, verificamos que la mayor parte de la demanda se concentra en la RM, así como en la VIII, viéndose otros polos interesantes en la II región asociada a la minería y la V región. El resto de las regiones ya por si tienen demandas inferiores y por lo tanto, es de esperar potenciales solares menores. Finalmente, el costo de la energía de referencia también es estimable, ya que en la zona norte el acceso a los combustibles es más difícil y por lo tanto son más costosos, mientras en el sur, el acceso a la leña es más directa y a valores muy bajos. Esta suma de condiciones hace que el potencial se concentre en la RM, regiones hacia el norte y en menor medida en la VIII región, principalmente por la alta existencia de biomasa como combustible competitivo. En las regiones del sur, como ya señalamos se aprecia un menor potencial, no tanto por la menor radiación existente, sino por los bajos precios de la biomasa tipo leña que hace muy difícil que los SST alcancen a ser competitivos.

¿En qué industrias o rubros existe mayor potencial?

De la misma forma que con la distribución geográfica, los rubros presentan o no viabilidad en función de condiciones de contexto que no siempre son sus procesos, pero dadas dichas condiciones los rubros con mayores potencial son: Cobre, Cárnica, Aceite, Lácteos, Alimentos para animales, Panaderías, Azucareras, Viñas, Cerveceras, Bebidas no alcohólicas, Textil, Curtido, Aserraderos y la de Artículos de Hormigón.

¿Qué tecnologías solares térmicas presentan mayor potencial?

La tecnología dominante es, sin lugar a dudas, el captador de placa

plana (FPC), excepto en aplicaciones de refrigeración, dominadas por captadores de tubo de vacío (ETC) y de concentración (PTC). Existe un potencial razonable también para captadores de placa plana sin cubierta (UFPC) y ETC en aplicaciones de baja temperatura, aunque en la gran mayoría de las aplicaciones la mayor rentabilidad la dan los captadores tipo FPC. Aunque esto no quiere decir que las otras tecnologías de baja temperatura no permitan ser rentables y por lo tanto, no deben ser descartadas a priori sino analizadas caso a caso y según las temperaturas de proceso que se quieran suministrar.

¿Cuáles son los impedimentos para un mayor desarrollo de los SST?

Dado que existe la viabilidad y la oportunidad, los impedimentos parecen ser el desconocimiento mutuo (solar vs industria y viceversa) y la madurez del mercado solar del país.

¿Qué soluciones permitirían un mayor desarrollo de los SST?

Las principales soluciones tienen que ver con dar a conocer las tecnologías y su potencial, objetivo principal del proyecto APPSOL. Así también capacitar a proveedores e instaladores dándoles herramientas concretas que permitan facilitar la inserción de proyectos de esta índole en el país. Así es como APPSOL ha desarrollado un manual de instalación de SST en procesos industriales y una herramienta de análisis de prefactibilidad de SST aplicable a procesos industriales para que proyectistas puedan utilizar libremente y así dar un primer acercamiento a sus clientes y a las soluciones.

Finalmente, el desarrollar proyectos pilotos exitosos y con alta vitrina pública también es una medida recomendable para permitir dar mayor replicabilidad de éstos en el mercado. El desarrollo de proyectos es la siguiente etapa del proyecto APPSOL y permitirá que el mercado aprenda de la implementación de tecnologías, y al mismo tiempo la industria productiva aprenda que existe potencial de reducción de energía en sus procesos gracias a la implementación de SST en sus plantas industriales.

¿Qué apoyos se requieren para la mayor implementación de SST?

Dado que existe un potencial rentable sin incentivos, parecería que los apoyos podrían limitarse a la promoción para el conocimiento y

3 Componentes de un sistema solar térmico



3.1 Introducción: Descripción de subsistemas

Un sistema de generación mediante energía solar térmica tiene como objetivo transformar la máxima energía contenida en la radiación solar y transportarla, de la forma más eficiente posible, hasta sus puntos de consumo.

Un sistema solar térmico (SST en adelante) se puede dividir en tres subsistemas genéricos en función de su principal objetivo:

- Subsistema de generación solar
- Subsistema de acumulación solar
- Subsistema de distribución y suministro

Adicionalmente para el caso de suministro de frío, existe un subsistema intermedio de transformación del calor en frío.

La Figura 3.1 muestra una configuración estándar para un SST de generación de calor y la Figura 3.2 muestra una configuración para la generación de frío.

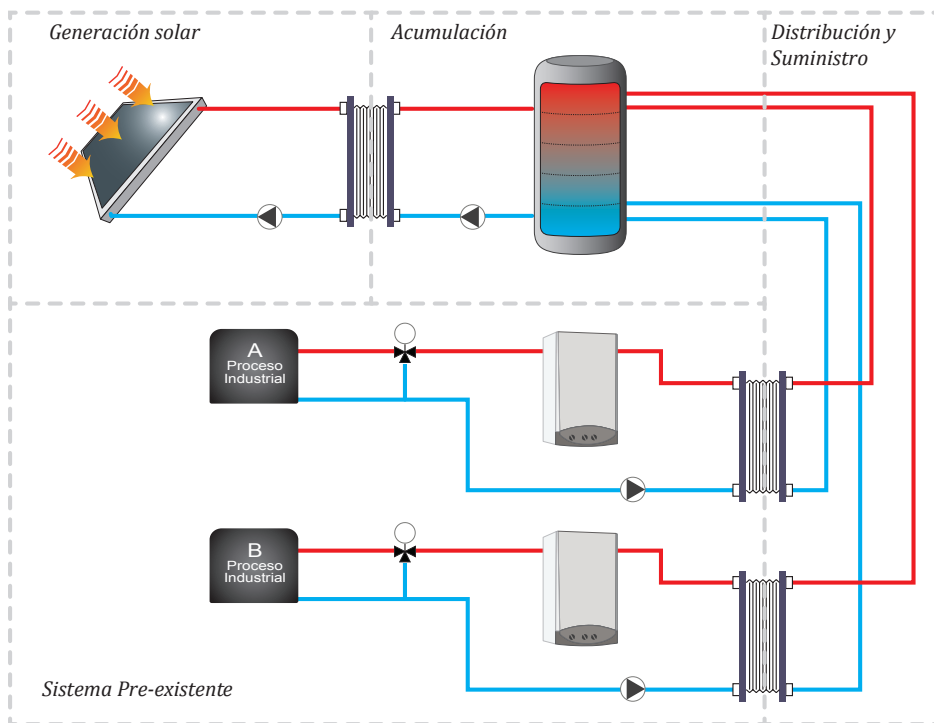


Figura 3.1 Esquema SST para producción de calor industrial

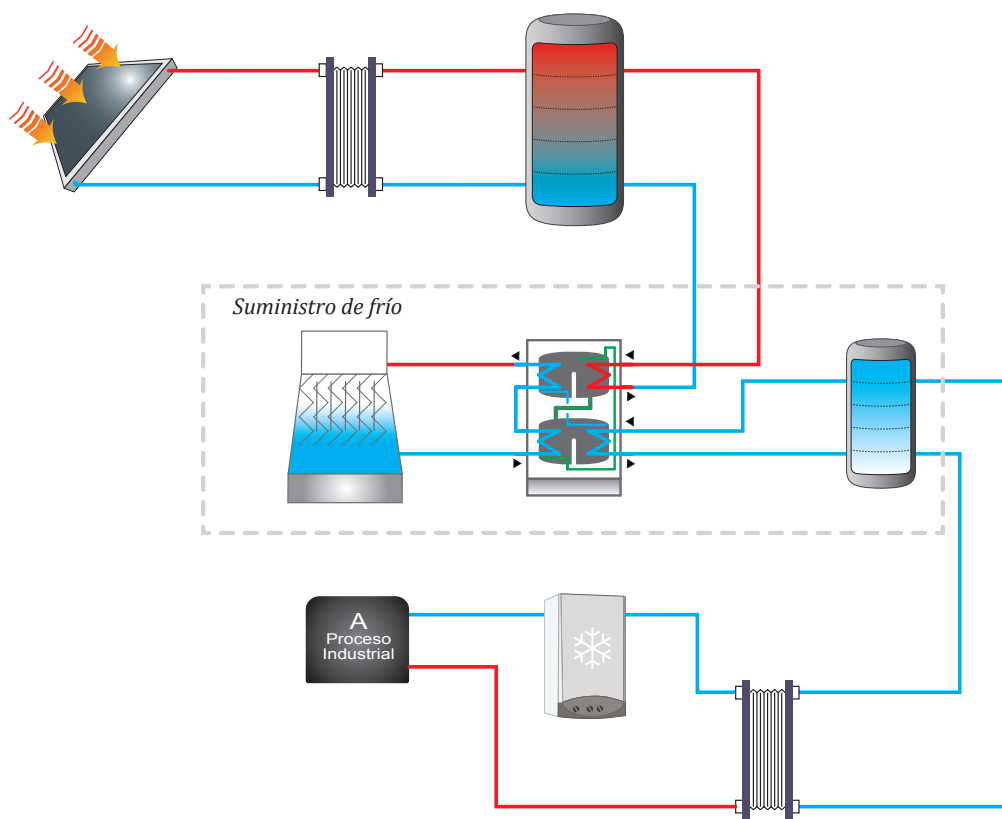


Figura 3.2 Esquema SST para producción de frío en la industria

El número de circuitos hidráulicos de un sistema solar térmico no tiene por qué coincidir con estos subsistemas definidos, pese que en muchos casos sí es así. En numerosas ocasiones se clasifican los sistemas por circuitos y no por funcionalidad (como se introduce en el presente manual) lo que lleva a numerosas confusiones. Un circuito hidráulico es un sistema hidráulico aislado del resto de sistemas hidráulicos, que contiene un determinado fluido y trabaja en base a condiciones definidas y delimitadas que determina los materiales y componentes a utilizar en el mismo. Un subsistema de generación solar puede estar formado por dos circuitos hidráulicos, un primario y un secundario separados entre sí por un intercambiador de calor.

En las figuras anteriores, por ejemplo, se observa que hay dos circuitos, primario y secundario. Por lo general esto es así y se utilizan intercambiadores para que el primer circuito ceda calor y el segundo lo consuma en algún proceso. También se puede hacer uso directo de la energía, vale decir, el fluido calentado es el mismo que se utiliza en la operación, pero hay que tener en cuenta las restricciones que imponga el fluido de proceso, ya sean químicas (corrosión, deposición de sedimentos calcáreos, etc.) o sanitarias.

A continuación se hace una breve descripción de los subsistemas, así como sus funciones y componentes principales que los conforman.

3.1.1 Subsistema de Generación Solar

El subsistema de generación solar es el bloque del proceso que convierte la energía solar en energía térmica mediante la transformación de la energía contenida en la radiación solar que incide sobre los colectores en energía térmica que se transfiere al fluido caloportador que circula a través de los mismos.

Es importante considerar que este subsistema está expuesto a la intemperie, por lo tanto sus componentes son los más afectados por los agentes ambientales como la radiación solar y la humedad.

En el subsistema de generación solar podemos encontrar los siguientes componentes:

- Colectores solares
- Fluido caloportador
- Red de tuberías
- Válvulas y accesorios
- Intercambiadores de calor
- Equipos de seguridad
- Bombas
- Aislamientos
- Regulación y control (Actuadores y sensores)

3.1.2 Subsistema de Acumulación Solar

El subsistema de acumulación solar es el bloque del proceso que almacena la energía captada por el bloque de generación solar para su posterior servicio a proceso. Este almacenamiento es necesario en aquellas ocasiones en que exista un desfase entre la producción solar y el consumo; que son la mayoría de ocasiones, puesto que la oferta solar no siempre es perfectamente coincidente con la demanda térmica del proceso industrial. La existencia de este subsistema permite desfases horarios (o diarios o incluso estacionales) entre ambas, producción solar y demanda térmica de proceso

En algunos casos, este subsistema puede ser dispensable a los efectos de su función almacenadora (podría tener que cubrir otras necesidades como separador hidráulico), como podría ocurrir en casos en que la demanda térmica coincidiera justo con la curva de oferta solar, o por ejemplo, cuando la producción solar fuera tan pequeña, en comparación con la demanda de proceso, que esta segunda fuera capaz de consumir toda la producción solar de forma instantánea.

En el subsistema de acumulación solar podemos encontrar los siguientes componentes:

- Acumulador
- Fluido caloportador
- Red de tuberías
- Válvulas y accesorios
- Intercambiadores de calor
- Equipos de seguridad
- Bombas
- Aislamientos
- Regulación y control (Actuadores y sensores)

3.1.3 Subsistema de distribución y suministro a proceso

El subsistema de distribución y suministro a proceso es el bloque que se encarga de distribuir y entregar a proceso la energía generada y acumulada por el sistema solar. Esta entrega se puede realizar en diversos puntos del circuito hidráulico del proceso, cada uno de ellos tiene diversas implicaciones energéticas y de diseño que se analizarán en el Capítulo 4.

En el subsistema de generación solar podemos encontrar los siguientes componentes:

- Fluido caloportador
- Red de tuberías
- Válvulas y accesorios
- Intercambiadores de calor
- Equipos de seguridad
- Bombas
- Aislamientos
- Regulación y control (Actuadores y sensores)

3.1.4 Subsistema de Generación de Frío

El subsistema de generación de frío es el bloque del proceso que convierte el calor generado en el subsistema de generación solar en frío bien mediante procesos de desecación y enfriamiento evaporativo o bien mediante máquinas accionadas por calor solar, en este caso, máquinas de adsorción o absorción.

La tecnología de secado y enfriamiento evaporativo (DEC de sus siglas en inglés) utiliza como fluido caloportador de proceso el aire y es utilizada mayormente en sistemas de climatización por lo que se excluye del presente manual, el cual se centra en los sistemas de generación de frío mediante máquinas de adsorción y absorción.

En el subsistema de generación de frío se puede encontrar los siguientes componentes:

- Máquinas accionadas por calor, adsorción o absorción
- Red de tuberías
- Válvulas y accesorios
- Intercambiadores de calor
- Equipos de seguridad
- Bombas
- Aislamientos
- Regulación y control (Actuadores y sensores)

3.2 Listado de Componentes

3.2.1 Consideraciones generales

Todos los componentes así como los materiales de los que están formados deben soportar las máximas temperaturas y presiones que puedan alcanzarse en cada uno de los circuitos hidráulicos respectivos.

Cuando sea imprescindible utilizar en el mismo circuito, materiales metálicos diferentes, para evitar la corrosión galvánica entre ambos, se interpondrá entre ambos juntas o manguitos dieléctricos. En todos los casos, es aconsejable prever la protección catódica del más electronegativo: aceros y/o aluminios. Algunos fluidos caloportadores pueden realizar también una función protectora; por ejemplo, muchos anticongelantes llevan aditivos anticorrosión para diferentes metales, conviene leer con atención las indicaciones de los mismos. En cualquier caso, el diseño de un buen sistema de protección catódica no es una cuestión trivial y debe considerarse, para soluciones no estándar, la contratación de personal especializado.

En relación a la elección de los materiales conviene tener especialmente en cuenta en los correspondientes al Subsistema de distribución y suministro, que sean compatibles con el circuito de proceso. Variables a observar: temperatura, presión, tipo de fluido caloportador (pH, densidad, viscosidad, etc.), cuestiones de índole sanitaria u otros temas intrínsecos al proceso industrial. En definitiva, lo que se pretende es llamar la atención del lector en que el diseño de un sistema solar para una industria requiere de un conocimiento específico e ilustrado de la misma antes de proyectar su intervención.

También se debe tener particular precaución en la protección de equipos y materiales que puedan estar expuestos, bien a agentes exteriores (radiación o humedad) y/o a agentes exteriores especialmente agresivos producidos por los propios procesos industriales, como por ejemplo extracciones de aire de proceso como pinturas, o aceitosos, o corrosivos, etc., que pudieran afectar, no sólo a la vida útil, sino a la propia operación del sistema solar, en el caso de estar próximos.

Así todos los componentes y materiales cumplirán lo dispuesto en el marco normativo y legal vigente que les sea de aplicación.

Normativa de aplicación

Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios en Chile (RITCH) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.

- D.S. N° 222-1996: Reglamento de Instalaciones Interiores de Gas. Ministerio de Economía/SEC. Última modificación 1998.
- NCh Elec. 4/2003: Norma para Instalaciones de Baja Tensión en Chile.
- D.S. N° 47-1992: Reglamento General de Urbanismo y Construcción. Ministerio de Vivienda y Urbanismo. Última modificación 2006.
- NCh352.Of1961: Condiciones acústicas que deben cumplir los edificios
- NCh352/1.Of2000: Aislación acústica - Parte 1: Construcciones de uso habitacional –Requisitos mínimos y ensayos.

- NCh1914/1.Of1984: Prevención de incendios en edificios - Ensayo de reacción al fuego - Parte 1: Determinación de la no combustibilidad de materiales de construcción
- NCh1914/2.Of1985: Prevención de incendio en edificios - Ensayo de reacción al fuego - Parte 2: Determinación del calor de combustión de materiales en general.
- D.S. N° 594-1999: Reglamento sobre condiciones sanitarias y ambientales básicas en los lugares de trabajo. Última modificación 2003.
- Ley N°19.300: Sobre Bases Generales del Medio Ambiente (LBGMA).
- NCh30. Of1998 ISO 1000: Unidades SI y recomendaciones para el uso de sus múltiplos y de otras ciertas unidades.

Normativa de consulta

- NCh3096/1.c2007: Sistemas solares térmicos y componentes. Colectores solares. Parte 1: Requisitos generales. (Norma internacional equivalente: UNE-EN 12975-1).
- NCh3096/2.c2007: Sistemas solares térmicos y componentes. Colectores solares. Parte 2: Métodos de ensayo. (Norma internacional equivalente: UNE-EN 12975-2).
- NCh3088/3.c2007: Sistemas solares térmicos y sus componentes - Sistemas hechos a medida - Parte 3: Caracterización del reconocimiento de acumuladores para sistemas solares de calefacción.
- prEN 806-1: Specifications for installations inside buildings conveying water for human consumption. Part 1: General.
- prEN 1717: Protection against pollution of potable water in drinking water installations and general requirements of devices to prevent pollution by back flow.
- ENV 1991-2-3: Eurocode 1. Basis of design and actions on structures. Part 2-3: Action on structures; snow loads.
- ENV 1991-2-4: Eurocode 1. Basis of design and actions on structures. Part 2-4: Action on structures; wind loads.
- EN 60335-1/1995: Safety of household and similar electrical appliances. Part 1: General requirements (IEC 335-1/1991 modified).
- EN 60335-2-21: Safety of household and similar electrical appliances. Part 2: Particular requirements for storage water heaters (IEC 335-2-21/1989 + Amendments 1/1990 and 2/1990, modified).
- ENV 61024-1: Protection of structures against lightning. Part 1: General principles (IEC 1024-1/1990, modified).
- NCh2904.Of2004: Energía solar térmica. Vocabulario. (Basada en ISO 9488).

Por último, se recomienda fuertemente que el diseño o selección de componentes sea de acuerdo a la demanda térmica del proceso intervenido. El listado que aparece a continuación tiene como función explicar los principios de funcionamiento, tipologías, materiales, precauciones y recomendaciones, sin embargo la metodología de dimensionamiento y selección es parte del Capítulo 4.

3.2.2 Colectores solares térmicos - General

3.2.2.1 Principio de funcionamiento

Los colectores solares térmicos tienen un papel fundamental en los sistemas solares térmicos: son los encargados de transformar la energía de la radiación solar en energía térmica y transferirla al fluido caloportador. En esta tarea lo más importante es perder la menor cantidad de energía posible en la transformación y en su posterior transferencia al fluido caloportador.

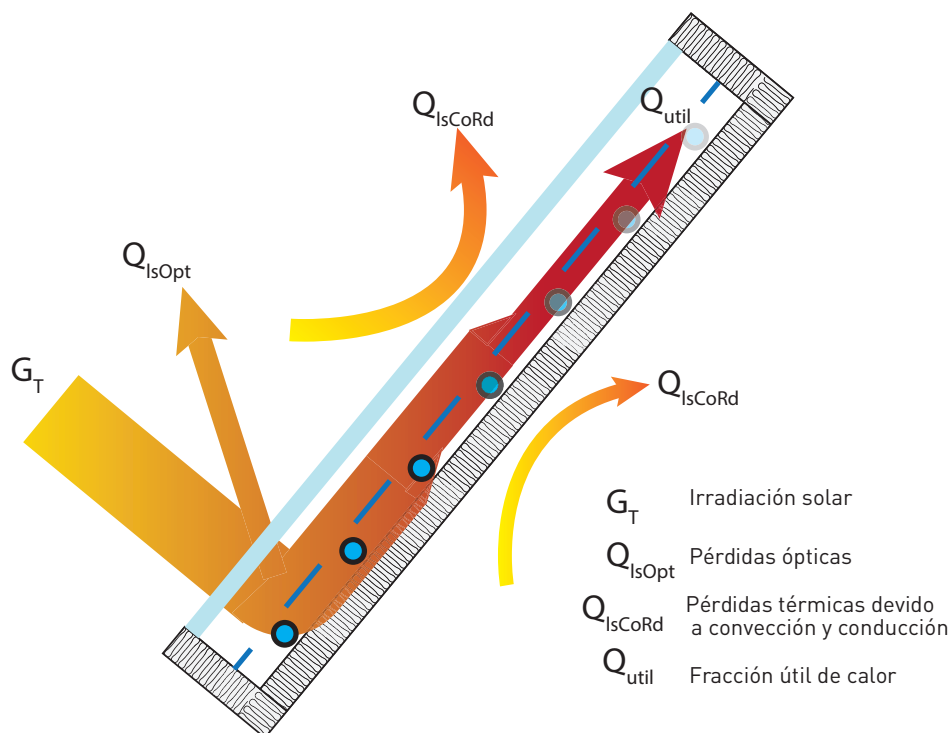


Figura 3.3 Esquema funcionamiento colector solar

3.2.2.2 Clasificación de tecnologías solares térmicas

Una de las variables que afecta de forma importante a ese rendimiento entre energía incidente sobre el plano del colector y la energía útil extraída mediante el fluido caloportador es, de forma estricta, la diferencia de temperatura entre la de trabajo del colector y la ambiente, aunque de forma coloquial, muchas veces la reduciremos a la temperatura de trabajo. A mayor temperatura de trabajo, aumentan las pérdidas por convección y radiación del colector solar térmico al ambiente y por consiguiente menor es el aprovechamiento, el arrastre, por parte del fluido caloportador.

Por consiguiente una forma de clasificar las tecnologías de colectores solares es mediante la temperatura de operación para la que están diseñados:

Tabla 3.1 Niveles térmicos, aplicaciones y tecnologías solares

Rango térmico [°C]	Nivel térmico	Aplicaciones	Colectores
< 100	Bajo	Generación de agua caliente sanitaria. Calefacción. Refrigeración (adsorción, absorción de simple efecto). Aire caliente para secado. Agua para lavados. Circuitos térmicos cerrados.	Colectores planos (Flat Plate Collector, FPC). Colectores planos sin cubierta (Unglased Flat Plate Collector, UFPC). Colectores de tubo de vacío (Evacuated Tube Collector, ETC).
100– 250	Medio	Generación de vapor Generación de agua sobrecalentada Generación de frío para procesos industriales o climatización a partir de agua sobrecalentada (absorción de doble efecto). También se emplea para procesos de generación eléctrica mediante ciclos de potencia de fluidos orgánicos (ORC) o mediante ciclos de vapor de agua a baja presión.	Colector parabólicos compuestos (Compound Parabollic Collector, CPC). Colectores cilindro parabólicos (Parabolic Trough Collector, PTC). Colectores lineales de Fresnel (Lineal Fresnel Collector, LFC).

Adicionalmente, otra forma de clasificar los niveles térmicos es posible, considerando otras tecnologías aparte de la solar.

Tabla 3.2 Niveles térmicos y tecnologías de generación térmica

Intervalo de temperaturas [°C]	Nivel de temperaturas del calor	Tecnología de suministro de calor aplicable
< 60	Bajo	Bombas de calor de baja temperatura Sistema solar térmico de baja temperatura
< 90	Medio-Bajo	Calores residuales de los sistemas de cogeneración Límite práctico para colectores planos Bombas de calor de alta temperatura
< 150	Medio	Vapor de caldera a baja presión
< 250	Medio-Alto	Límite colectores de temperatura media
< 400	Alto	Límite práctico para calor residual de turbinas de gas, biomasa, etc.

3.2.2.3 Curva de rendimiento de colectores térmicos

Las tecnologías recién propuestas presentan distintos comportamientos dependiendo de su temperatura y presión de operación, el caudal másico, curva de oferta solar y otros factores. Sin embargo, se puede construir un factor de eficiencia para cada uno de ellos siguiendo la Ecuación

$$\eta = \frac{Q_{util}}{A_c \cdot G} \cong a_0 - a_1 \frac{(T_m - T_{amb})}{G} - a_2 \frac{(T_m - T_{amb})^2}{G} \quad (1)$$

$$Q_{util} = Q_{abs} - P_{opt} - P_{term} \quad (2)$$

$$P_{term} = P_{conv} + P_{rad} = U_L \cdot A_p \cdot (T_m - T_{amb}) \quad (3)$$

$$P_{opt} = G \cdot A_c (1 - \tau\alpha) \quad (4)$$

$$T_m = (T_e + T_s) / 2 \quad (5)$$

Dónde:

η	Eficiencia óptica
Q_{util}	Calor útil del colector
A_c	Área de exposición del colector
G	Irradiancia solar global
a_0	Rendimiento óptico
a_1	Coficiente pérdidas de primer orden
a_2	Coficiente pérdidas de segundo orden
T_m	Temperatura media del fluido
T_{amb}	Temperatura ambiente
Q_{abs}	Calor absorbido total (sin pérdidas)
P_{opt}	Pérdidas ópticas
P_{term}	Pérdidas térmicas
P_{conv}	Pérdidas convectivas
P_{rad}	Pérdidas radiativas
U_L	Coficiente global de intercambio térmico
A_p	Área de pérdidas
τ	Transmisividad del colector
α	Absortibilidad del colector
T_e	Temperatura entrada colector
T_s	Temperatura salida colector

La ecuación (1) es una regresión matemática que engloba los fenómenos físicos de transferencia de calor del colector solar al ambiente, principalmente procesos de convección y radiación, donde los coeficientes a_0, a_1, a_2 son el térmico independiente, el de primer orden y segundo orden, respectivamente, de una ecuación que relaciona las variables Temperatura media fluido, Temperatura Ambiente e Irradiancia, con la eficiencia del colector⁵.

5.Un colector normado (según UNE-12975) debería llevar una etiqueta visible y duradera que contenga la siguiente información:

- Tipo
- Número de serie
- Año de fabricación
- Superficie total colector
- Dimensiones del colector
- Presión máxima de trabajo
- Temperatura de estancamiento a 1000 W/m² y 30°C
- Volumen del fluido de transferencia de calor
- Peso del colector vacío
- Lugar de fabricación

La ilustración siguiente muestra cómo se ven en un gráfico las pérdidas ópticas y térmicas para un colector en particular.

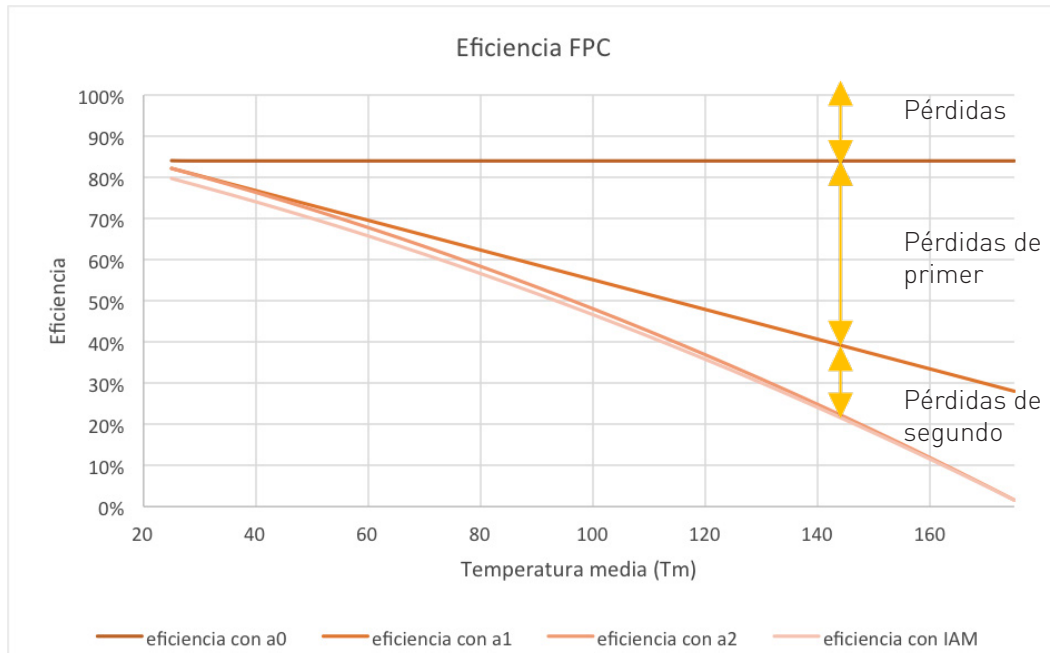


Figura 3.4 Eficiencia y pérdidas para un colector solar térmico

3.2.2.4 Comparación de rendimiento de colectores:

El mejor rendimiento de un colector corresponde a un elevado factor de eficiencia óptica (corte de abscisas), y un bajo factor de pérdidas (pendiente baja)

Las diferentes tecnologías de captadores solares térmicos tienen diferentes curvas de rendimiento. A modo de ejemplo se presentan algunos valores comerciales, con los que se construye la siguiente tabla y gráfica.

Tabla 3.3 Coeficientes cálculo eficiencia colectores solares

		UFPC	FPC	ETC	CPC	PTC	LFC
a_0	-	0,94	0,84	0,69	0,78	0,69	0,60
a_1	W/(m ² K)	15,65	3,61	0,92	1,63	0,3	0,3
a_2	W/(m ² K ²)	0	0,011	0,0038	0,0041	0,0004	0,003
IAM_k(50°)	-	1,00	0,97	0,95	tabla	tabla	tabla

IAM, el modificador del ángulo de incidencia, describe la dependencia de transitividad de la cubierta del colector en función del ángulo de incidencia de la radiación comparándola con la eficiencia para radiaciones perpendiculares, es decir, para la normal este valor es 1. En los ensayos este valor se da normalmente para un ángulo de 50°. Los colectores con ópticas especiales no pueden caracterizarse con una sola curva determinada por IAM_k(50°) sino que deben detallarse valores para diferentes ángulos de inclinación transversal y longitudinal.

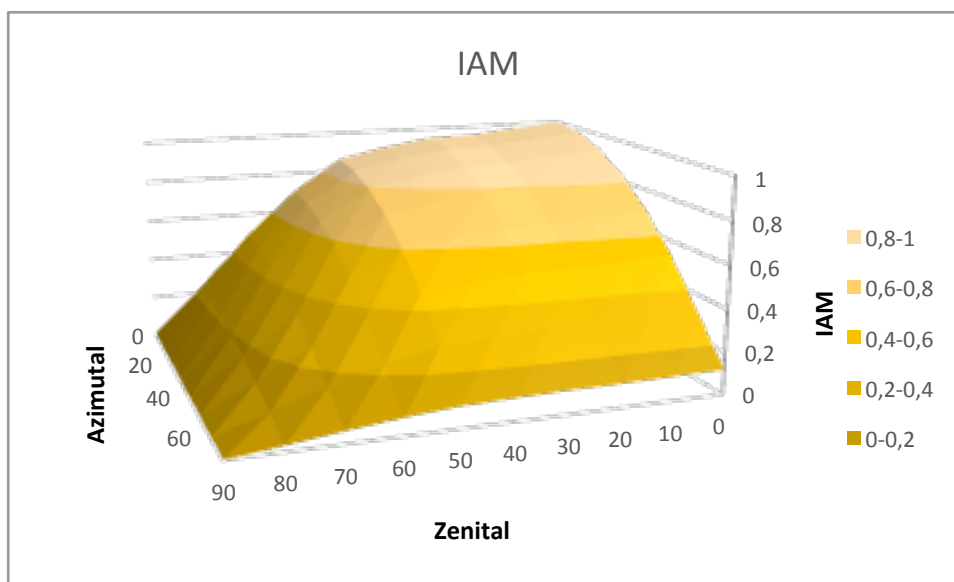


Figura 3.5 IAM para un colector tipo Fresnel

Las curvas de rendimiento para los valores anteriores se pueden ver graficadas en la ilustración siguiente.

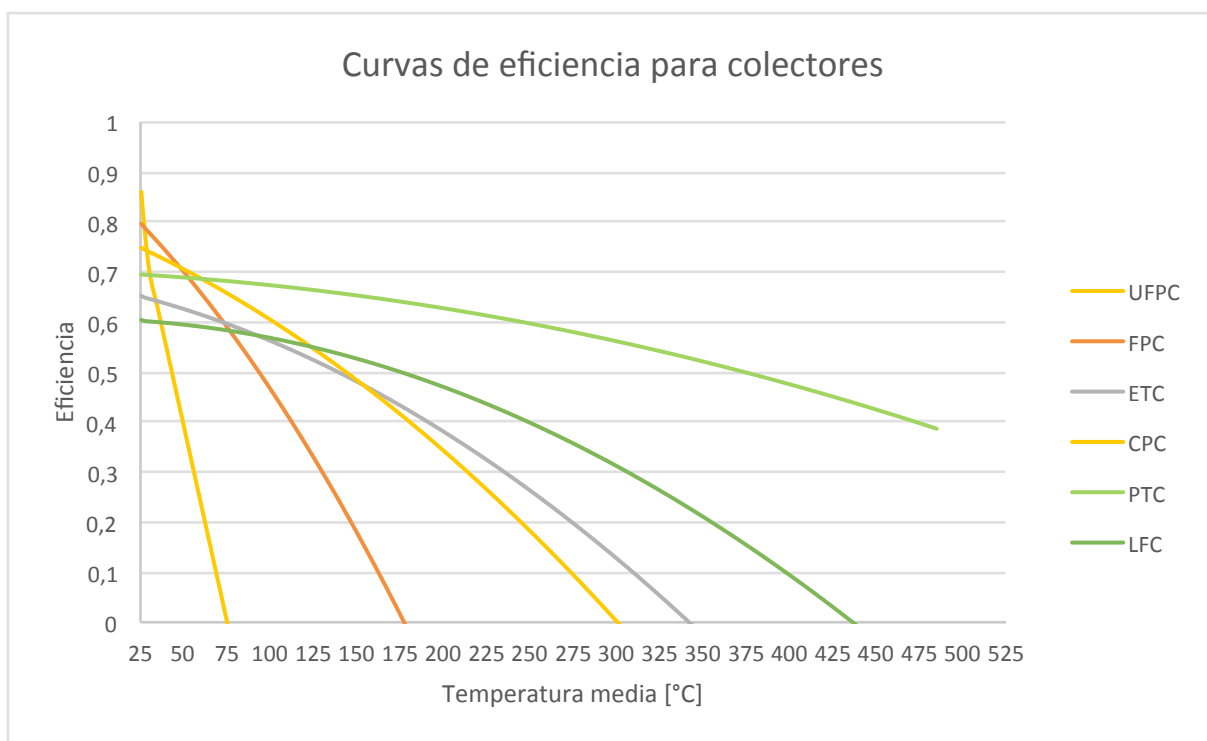


Figura 3.6 Curvas de rendimiento para colectores calculadas con $G=1000 \text{ W/m}^2\text{K}$ y $T_{amb} = 20^\circ\text{C}$

6. Sobre las curvas de rendimiento es importante explicar que no todos los laboratorios, aun siguiendo el mismo estándar de certificación, obtienen los mismos resultados. Solar Keymark es una ayuda para valorar los componentes en base a una misma referencia.

El Solar Keymark fue creado para certificar los productos de energía solar térmica de alta calidad a nivel europeo. El objetivo es reducir las barreras comerciales y promover el uso de productos de energía solar térmica de alta calidad en el mercado europeo y más allá.

El Solar Keymark es una certificación voluntaria para productos solares térmicos, lo que demuestra a los usuarios finales que un producto se ajusta a las normas europeas pertinentes y cumple con requisitos adicionales. El Keymark solar se utiliza en Europa y cada vez más reconocido en todo el mundo.

Más información sobre Solar Keymark Certificación:

<http://www.estif.org/solarkeymarknew/index.php> (septiembre 2014)

Estos coeficientes de rendimiento se obtienen en laboratorios especializados en los que se emplea un método de testeo normalizado⁶. Los coeficientes obtenidos en dicho ensayo están asociados a un caudal de ensayo y a una superficie de referencia, por consiguiente, cualquier alteración de estas referencias modifica los parámetros de eficiencia del colector entregados por el fabricante.

Para el área de referencia del colector se pueden utilizar distintas definiciones:

- La **superficie total o área bruta** es la máxima proyectada por el colector completo, excluyendo cualquier medio de soporte y acoplamiento de tubos.
- La **superficie de apertura** es el área proyectada máxima a través de la cuál penetra en el colector la radiación solar sin concentrar. (Para los sistemas de concentración)
- La **superficie del absorbedor** es el área máxima de la proyección del absorbedor.

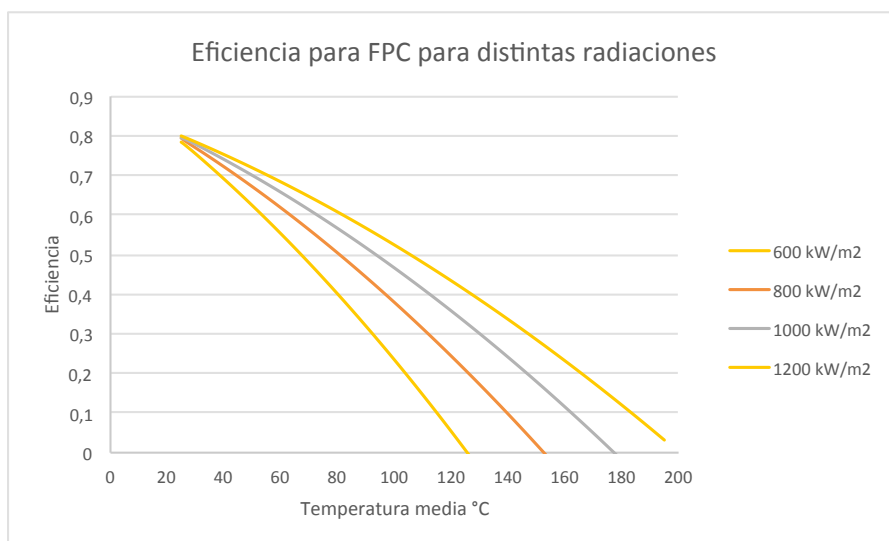


Figura 3.7 Variación de rendimiento según radiación

Basado en la misma relación matemática, en la Figura 3.7 se puede verificar la dependencia entre el rendimiento del colector y la radiación que recibe (por el término óptico). Al incrementar la radiación se desplaza la curva hacia la derecha, con lo que se amplía el rango de operación del mismo y mejora la eficiencia para una misma temperatura media. Lo mismo ocurre a la inversa, cuando la radiación es menor, la eficiencia global del colector disminuye. Es por ello, que cuando se evalúa el rendimiento anual de un colector, el valor promedio obtenido es más bajo que el que se obtendría en condiciones nominales **1000 W / m² y 20°C**

3.2.2.5 Energía generada por un colector

A partir del rendimiento del colector, se puede obtener la energía que este genera \dot{Q}_{col} a partir de una cierta superficie A_{col} :

$$\dot{Q}_{col} = \dot{m}_{col} \cdot C_p \cdot (T_s - T_e) = \eta \cdot A_{col} \cdot G_t \quad (6)$$

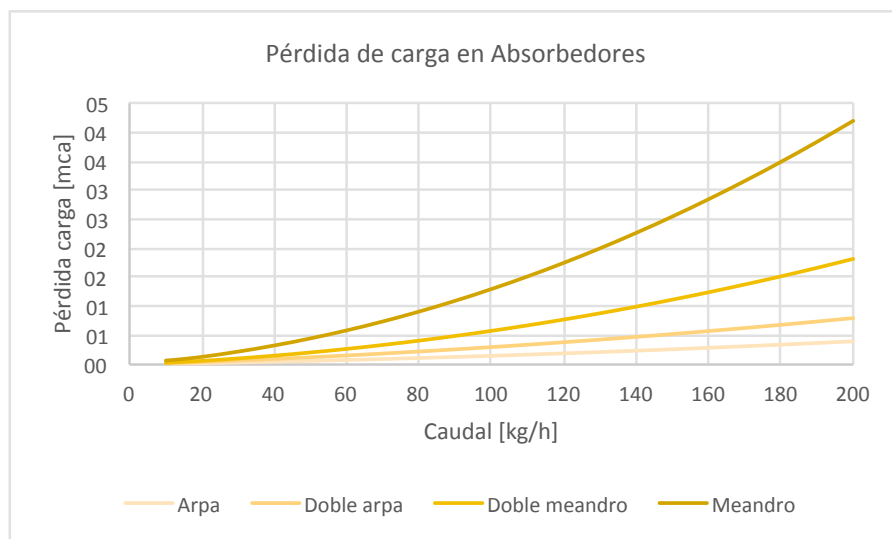
Dónde \dot{Q}_{col} es el flujo calórico generado a partir del colector, C_p es el poder calorífico del fluido de trabajo, T_s y T_e son la temperatura de salida y entrada del colector respectivamente, \dot{m} es el flujo másico que atraviesa cada colector, y G_t es la radiación total sobre la superficie del colector.

3.2.2.6 Pérdidas de carga generadas en el colector

Las pérdidas de carga generadas por el colector se pueden aproximar por una curva polinómica de segundo grado como la siguiente:

$$\Delta P_{cap} = k_1 \dot{m}_{col} + k_2 \dot{m}_{col}^2 \quad (7)$$

Los coeficientes de esta curva deberían ser proporcionados por el fabricante. Para un colector de arpa, doble arpa, meandro o doble meandro, las curvas características son muy diferentes por lo que conviene tener especial atención a la pérdida de carga en el interconexión del campo de colectores.



4. Para el caso de los colectores de concentración solar, se supone que G_t es sólo la radiación directa y no se considera la difusa pues su aporte al fenómeno óptico es despreciable.

Es más, estos coeficientes referidos a un captador, no son de aplicación para baterías de más de un colector en paralelo, puesto que por los distribuidores y capilares pasa una proporción de caudales diferentes y la característica del circuito hidráulico es totalmente diferente. Por consiguiente en baterías de colectores los nuevos coeficientes deben recalcularse por el proyectista o bien ser proporcionados por el fabricante.

3.2.2.7 Temperatura de estancamiento

Se entiende como temperatura de estancamiento aquel punto de la curva de rendimiento del colector en que la eficiencia se hace nula, es decir, cuando corta el eje x.

Usualmente ocurre cuando no hay flujo a través del colector, lo que induce un aumento de la temperatura debido a su exposición a la radiación sin desalojo de calor, hasta el punto en que la energía entrante es equivalente a las pérdidas del colector.

Cuando ocurre dicho fenómeno en la realidad se produce una ebullición al interior del colector y ocurre una expansión del sistema que puede ocasionar múltiples fallas en distintos componentes. En la sección 4.7 se explica con mayor detalle cómo ocurre y qué se puede hacer para evitarlo o en caso de que ocurra, como minimizar los riesgos.

Mientras menor sea la inercia térmica (el volumen interno) del colector, es más fácil que alcance este valor.

En la Figura 3.6 se puede verificar que las temperaturas de estancamiento van entre los 120°C para un colector UFPC y puede llegar a más de 500°C para un colector PTC.

3.2.3 Colectores solares térmicos de baja temperatura⁵

3.2.3.1 Colectores planos (FPC)

Consisten en una parrilla de tubos capilares, normalmente de cobre o aluminio (por sus buenas propiedades de conducción térmica), en contacto con una superficie de gran absorptividad óptica. La mayoría de colectores planos tienen una cubierta en su parte frontal (en caso contrario sería un UGPC) por lo que necesitan de una estructura para distribuir los diferentes elementos, típicamente de aluminio.

El rango de trabajo de los colectores planos es para temperaturas de trabajo por debajo de los 80 - 100°C. Por encima de estas temperaturas de trabajo existen algunos diseños específicos que pueden aumentar la temperatura de trabajo⁶.

La temperatura de trabajo, para la cual está diseñado en su modo productivo, no está reñida con la temperatura máxima o de estancamiento, que es la alcanzada en reposo cuando están expuestos a una radiación solar nominal y sin arrastre de energía. Los colectores solares térmicos planos FPC, pueden alcanzar temperaturas máximas o de estancamiento sobre los 120 - 250 °C por lo que conviene verificar que los componentes del subsistema de generación cercanos a los mismos puedan soportar dichas temperaturas.

Principio de funcionamiento

La superficie de alta absorptividad recibe la energía solar en forma de radiación y la transforma en calor. Este calor es transferido al fluido que circula por los capilares bajo esta superficie elevando su temperatura.

El fluido que circula por el interior del absorbedor es generalmente agua (a menudo con anticongelantes y/u otros aditivos), aunque es posible utilizar otros fluidos, como aire, aceite o incluso vapor, dependiendo de la aplicación y la temperatura de operación necesaria.

Los colectores planos selectivos son aquellos que la superficie absorbidora tiene un tratamiento superficial tal que además de una gran absorptividad (del espectro visible 0.3 - 3µm) tiene una baja emisividad (en el espectro infrarrojo >3µm). En el apartado correspondiente al elemento Absorbedor se amplía esta información.

Una vez se ha obtenido el calor a partir de la energía solar (elevando la temperatura del fluido), el objetivo del diseño del colector ha de ser reducir todo lo posible las pérdidas térmicas. Para esto, se incorporan ciertas sofisticaciones al diseño básico:

- **Cubierta de cristal.** La superficie absorbedora expuesta a la radiación solar queda cubierta por una lámina de cristal (normalmente templado) de alta transmisividad. Esta lámina reduce notablemente tanto las pérdidas por convección del aire en contacto con el absorbente selectivo como las pérdidas por radiación del mismo absorbente al elevar su temperatura durante la operación, puesto que el vidrio es opaco a la radiación infrarroja.
- **Aislamiento térmico posterior.** La parte posterior del colector está recubierta de un aislante térmico para reducir las pérdidas por conducción. Este se sitúa bajo los tubos capilares y dentro del cajón de aluminio.
- **Absorbedores de superficie selectiva.** Las pérdidas por radiación son uno de los tres mecanismos de pérdidas en un colector solar. Éstas pueden ser controladas mediante el uso de recubrimientos selectivos aplicados sobre el absorbedor. Estos recubrimientos están diseñados para tener la absorptividad más alta posible del espectro visible e infrarrojo cercano y la emisividad más baja posible del espectro infrarrojo correspondiente a las temperaturas de operación del colector. Los colectores que utilizan estos recubrimientos se denominan de superficie selectiva y todos los demás, que simplemente están pintados de negro, de superficie no-selectiva.

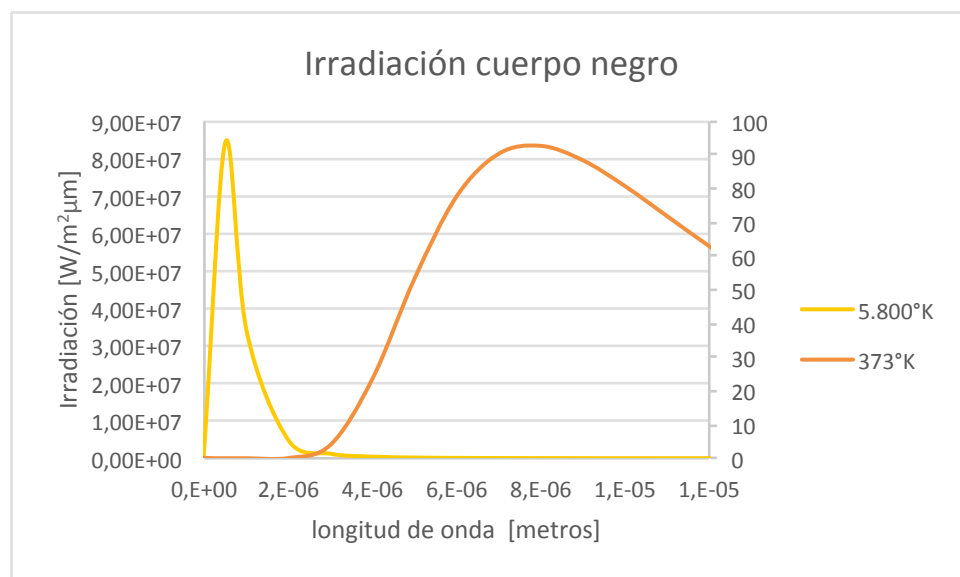


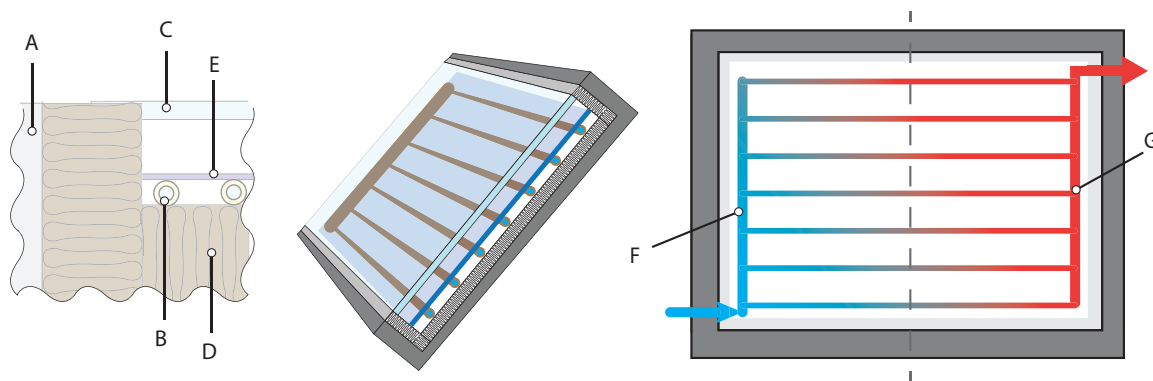
Figura 3.9 Curva de irradiación de energía de cuerpo negro para 5800°K y 373°K

- Barreras de la convección.** Otro de los mecanismos causante de pérdidas es la convección, utilizado únicamente en aquellos colectores planos que trabajen a alta temperatura. Una forma de reducir dichas pérdidas es el uso de una doble cobertura transparente, que acostumbra a ser una película transparente situada en la parte posterior de la cubierta de cristal. El mejor material para esta aplicación es el teflón, ya que presenta una elevada transmisividad y gran resistencia al calor. La utilización de aislantes transparentes es otra posibilidad para la fabricación de colectores solares planos estacionarios de alta eficiencia.



Figura 3.10 Colectores planos selectivos con cubierta antireflectante en instalación de frío solar. Edificio Peracamps. Barcelona. Fuente: Aiguasol

Elementos Constitutivos



- | | |
|----------------|-----------------------------|
| A Caja | E Absorbedor |
| B Tubo Capilar | F Distribuidor red fría |
| C Cubierta | G Distribuidor red caliente |
| D Aislante | |

Figura 3.11 Esquema colector plano

Absorbedor

El absorbedor convierte la radiación de la onda corta en el calor (conversión foto-termal). La absorción de la radiación es realizada por un tipo de material con un alto poder absorbente dentro del espectro de la radiación solar (0,3 - 3 μ m). El absorbedor también tiene que permitir una buena transferencia térmica al fluido caloportador y debe ser resistente a las temperaturas máximas de estancamiento.

Estructuralmente atrás o delante de la lámina del absorbedor se encuentra serie de canales internos que pueden tener diversos perfiles y distribuciones. A estos caminos del fluido caloportador se les llama capilares. A su vez, la red interna debe ser alimentada por el circuito principal, por lo que debe contener una entrada y salida. Las tuberías que alimentan el colector son llamadas distribuidoras (o tubo distribuidor).

Existen, tal y como se muestra en la siguiente figura, diferentes tipos de configuraciones hidráulicas de absorbedores:

- Absorbedores de tipo meandro
- Absorbedores de tipo arpa
- Absorbedores de tipo doble U

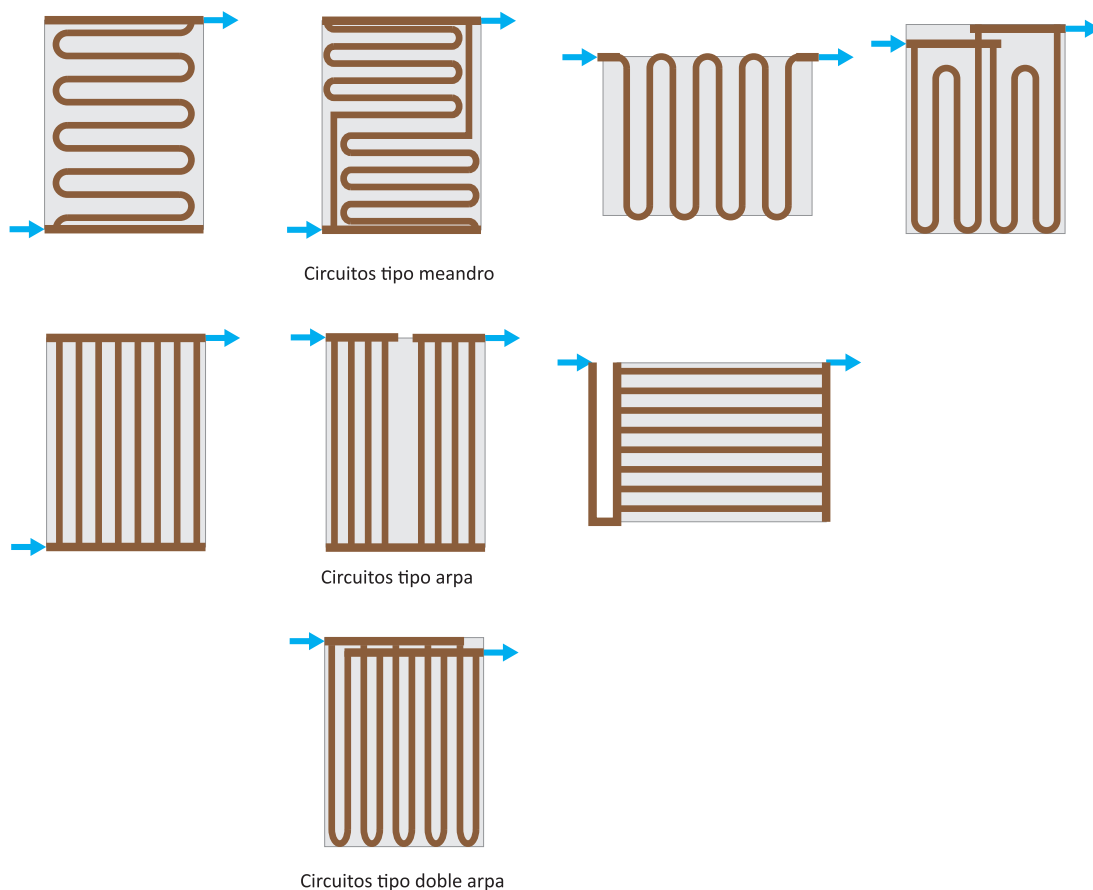


Figura 3.12 Tipos comunes de circuitos de capilar

Los absorbedores de tipo meandro son constituidos normalmente por un único capilar que recorre la totalidad de la superficie del absorbedor. El caudal a pasar por un único capilar, que genera pérdidas de carga relativamente elevadas.

Los absorbedores de tipo arpa el circuito hidráulico está formado por diversos capilares paralelos que se unen a los tubos distribuidores. Dado que el caudal se distribuye por cada uno de los capilares, las pérdidas de carga de este tipo de absorbedor son relativamente bajas en comparación con el anterior. Y el salto térmico también es inferior, puesto que el caudal es más alto.

Existen otros tipos de circuitos hidráulicos para absorbedores como son los de doble U.

Los absorbedores selectivos son aquellos que a la par quecuya superficie expuesta al sol tiene una buena absorción para longitudes de onda dentro del espectro de la radiación solar, a la par que también tienen una absorción y emisión baja para radiaciones dentro del espectro de radiación infrarroja que corresponde a las temperaturas de funcionamiento del absorbedor, con lo cual el cuociente entre lo que “entra” al absorbedor α y los que “sale” ϵ , se maximiza, aumentando así el rendimiento.

Tabla 3.4 Absorvitibilidades y transmisividades para distintos materiales de recubrimiento de los absorbedores

		Radiación solar			Radiación infrarroja			α_s / ε_i
		$\alpha_s(\varepsilon_s)$	τ_s	ρ_s	$\alpha_i(\varepsilon_i)$	τ_i	ρ_i	
Absorbedor no-selectivo		0,97	0	0,03	0,97	0	0,03	1,00
Absorbedores selectivos	Black nickel	0,88	0	0,12	0,07	0	0,93	12,57
	Black chromium	0,87	0	0,13	0,09	0	0,91	9,67
	Aluminium grid	0,70	0	0,30	0,07	0	0,93	10,00
	Titanium-oxide-nitride	0,95	0	0,05	0,05	0	0,95	19,00

Otras consideraciones a valorar del absorbedor:

- Estructura interna del colector: facilitará el conexionado en serie o paralelo del campo de colectores a la par que favorecerá la formación o no de vapor en condiciones de estancamiento.
- Perdida de carga: Relacionado con punto anterior, la pérdida de carga del absorbedor limitará la posibilidad de conectar absorbedores en serie por lo que debe ser tenida en consideración. Conviene tener en cuenta también la pérdida de carga del capilar en función del distribuidor, o dicho de otro modo, autoridad, para verificar la correcta homogeneidad de circulación del fluido. En caso de no existir provocaría diferencias de temperatura en los puntos del colector lo cual podría significar una disminución de su eficiencia térmica. Si la instalación funciona por termosifón, es preciso que la pérdida de carga del colector no supere los 3 **mm.c.a** por cada metro cuadrado de colector.
- Corrosión interna: En una instalación hidráulica, no se deben mezclar diferentes materiales metálicos, para evitar la corrosión galvánica⁷.
- La inercia térmica: En la mayoría de aplicaciones nos interesa reducirla al mínimo.
- Transmisión de calor de la placa al fluido: Debe ser lo mayor posible, para lo cual la longitud de aleta (o dicho de otro modo el número de capilares) debe ser el menor (mayor) posible.
- Resistencia a la presión: normalmente entre 6 y 10 **bar** para la mayoría de productos comerciales.

Cubierta

La cubierta debe ser tan transparente a la radiación solar como sea posible y opaca a las emisiones de radiación térmicas del absorbedor. Al mismo tiempo tiene que reducir las pérdidas térmicas convectivas al ambiente. Así, las cubiertas ideales tienen una transmisividad de 1 en la gama solar de la radiación y una reflectividad de 1 en la gama infrarroja. La absorptividad debe ser cero para la gama entera. Esto es en teoría, puesto que en la realidad tales condiciones no pueden ser alcanzadas.

Normalmente, en la industria, las cubiertas son vidrios de 4 – 6 mm con bajo contenido en hierro. También existen de doble cubierta en aplicaciones donde la diferencia de temperatura entre el fluido y el exterior sean muy elevadas, ya que minimizan las pérdidas de calor.

Tabla 3.5 Absortividades y transmisividades para materiales de cubierta

	Radiación solar			Radiación infrarroja		
	$\alpha_s(\epsilon_s)$	τ_s	ρ_s	$\alpha_i(\epsilon_i)$	τ_i	ρ_i
Sheet glass	0,02	0,97	0,01	0,94	0	0,06
Infrared reflecting glass (In_2O_3)	0,1	0,85	0,05	0,15	0	0,85
Infrared reflecting glass (ZnO_2)	0,2	0,79	0,01	0,16	0	0,84

Otras propiedades a valorar de la cubierta:

- Asegurar la estanqueidad del colector.
- Tener un coeficiente de conductividad térmica bajo.
- Tener un coeficiente de dilatación bajo.
- Disponer de mecanismos de protección a la rotura por dilatación.
- Tener un buen comportamiento mecánico ante el impacto, (vidrios templados o semitemplados).

Caja

La caja del colector contiene los componentes requeridos para la transmisión de la radiación, la absorción, la conversión del calor y el aislamiento. Puede ser hecha de aluminio, de acero galvanizado, de material sintético o de madera.

Da al colector firmeza y lo sella respecto al ambiente. Sin embargo es necesario un nivel mínimo de ventilación para reducir las diferencias de presión (causada por fluctuaciones de la temperatura) y principalmente para arrastrar la humedad.

Otras propiedades a valorar de la caja:

- Rigidez de la carcasa.
- Resistencia mecánica y química de los elementos de soporte.
- Resistencia a la corrosión y a la inestabilidad química.

- Evitar las geometrías en los colectores que faciliten la retención de agua o de nieve.
- Desmontaje de la cubierta de los colectores es fácilmente, sin que sea necesario desmontaje de los colectores de los lados.

Aislante

El aislante posterior (y en la mayoría de casos también lateral) tiene como función reducir las pérdidas por conducción. Este se sitúa bajo los tubos capilares y dentro del cajón de aluminio. Los espesores del mismo varían en función de la temperatura objetivo del colector y del coste del mismo.

Otras propiedades a valorar del aislante:

- Comportamiento con la temperatura: El aislamiento debe soportar estas temperaturas sin deteriorarse.
- Desprendimiento de vapores: Evitar que a elevadas temperaturas desprendan vapores.
- Envejecimiento. Que no se degrade con el tiempo.
- Humedad. Los aislantes se pueden humedecer por condensación dentro del colector, o por rotura de la cubierta o las juntas, por lo que es importante que no tengan una gran capacidad higroscópica.

3.2.3.2 Colectores sin cubierta (UFPC)

Este tipo de colectores están concebidos para temperaturas de operación muy bajas, en torno a los 35°C (calentamiento de piscinas, evaporadores de bombas de calor, precalentamiento de procesos térmicos industriales). Por este motivo no tiene cubierta de cristal ni aislamiento, con lo que no es necesario una caja metálica para alojar estos elementos y en consecuencia son constructivamente más sencillos que los FPC. Esta simplificación constructiva queda justificada por la notable reducción de costos que representa y que, para ciertas aplicaciones de muy baja temperatura, puede compensar la pérdida de rendimiento que conlleva.

Como ya se ha explicado anteriormente, en la introducción de los colectores, el rendimiento del colector depende en gran medida de la diferencia de temperatura entre la de operación del colector y el ambiente. Para los colectores sin cubierta es mucho más crítica, por lo que debe valorarse correctamente el desempeño, la producción solar, en condiciones reales de trabajo. Localizaciones con muy bajas temperaturas ambientales (en horas de operación) o con viento constante son bastante desaconsejables para este tipo de tecnología.



Figura 3.13 Colectores planos sin cubierta ni aislamiento instalado

Elementos constitutivos

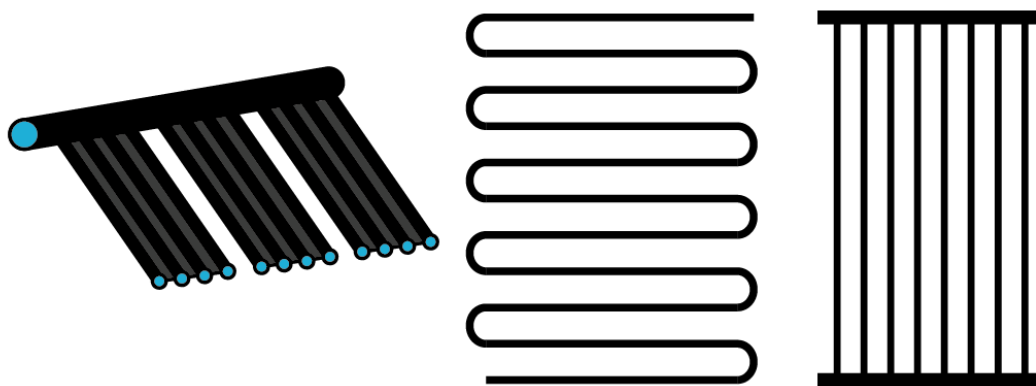


Figura 3.14 Esquema componentes colector plano sin cubierta

Se reducen en este caso a los absorbedores, de plástico (negro), que soporte las temperaturas y presión adecuadas.

3.2.3.3 Colectores solares de tubo de vacío (ETC)

Como su nombre indica, los **colectores de tubo de vacío** están formados por hileras de tubos de cristal conectados en paralelo a una tubería de cabecera. En cada uno de estos tubos de vidrio se ha realizado el vacío a fin de reducir al máximo las pérdidas de calor por conducción y convección interna. Su geometría tubular es necesaria para soportar la diferencia de presión entre la atmósfera y el vacío del interior.

El nivel de vacío es la característica esencial para mantener la eficiencia de los colectores de tubo de vacío, a la par que la propiedad cuya fiabilidad a largo plazo es más difícil de garantizar. Por consiguiente la calidad de los materiales y las garantías propuestas por el fabricante merecen especial atención para este tipo de tecnología.



Figura 3.15 Instalación de tubos de vacíos para la industria

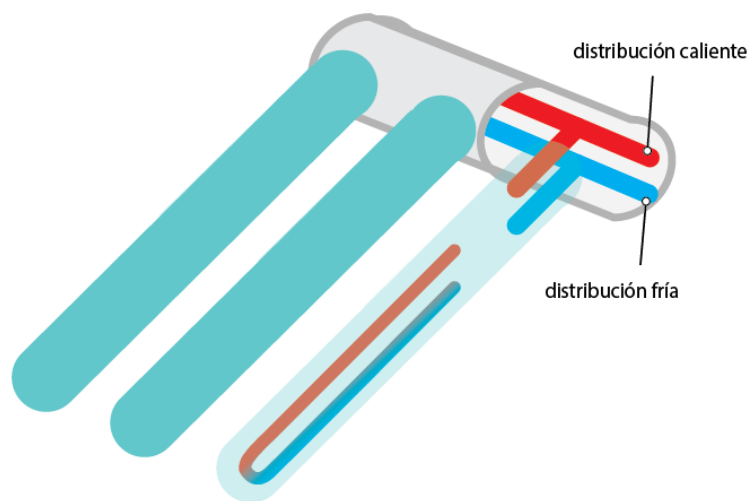


Figura 3.16 Esquema líneas de tubos de vacío



Figura 3.17 Colector de tubo de vacío. Fuente: AIGUASOL

Los colectores de tubos de vacío se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- Colectores de tubo de flujo directo.
- Colectores de tipo heat pipe.

3.2.3.3.1 Colector de tubo de vacío de flujo directo (ETC-DF)

Principio de funcionamiento

Colectores de tubo de flujo directo: El fluido circula por un tubo metálico en contacto con la placa absorbidora. Otra disposición que también muestra la figura es la formada por dos tubos concéntricos de vidrio en los que se realiza el revestimiento selectivo de la pared exterior del tubo interno y el vacío del espacio entre tubos.

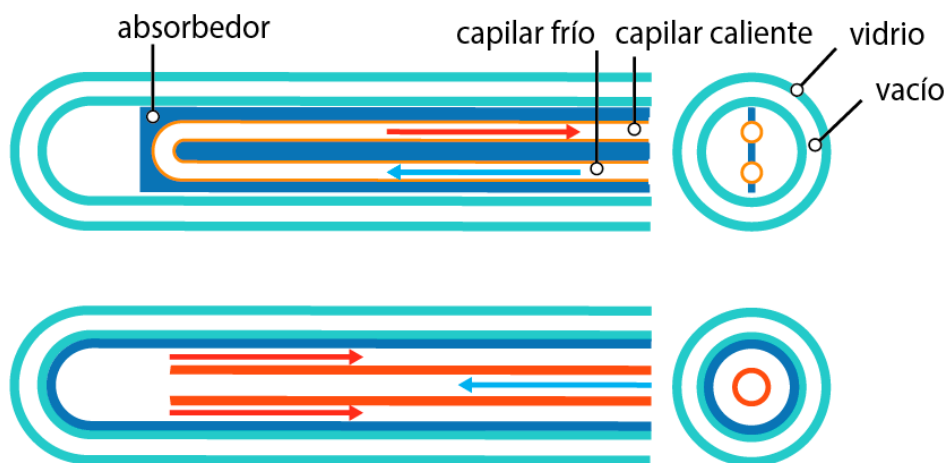


Figura 3.18 Tipos de ETC-DF

De estos, a su vez, hay de varios tipos:

- **Colectores con impulsión-retorno concéntricos (vidrio-metal):** esta solución constructiva tiene la ventaja de la simetría rotacional. Cada uno de los tubos puede girar fácilmente, permitiendo ajustar el ángulo de inclinación de la aleta de absorción, mientras el colector permanece en posición horizontal.
- **Colectores con impulsión-retorno separados (vidrio-metal):** este diseño presenta menores problemas de estanqueidad que el precedente. El absorbedor puede ser plano o curvado.
- **Colectores tipo Sydney (cristal-cristal):** este colector consiste en dos tubos de cristal concéntricos unidos por el extremo. El tubo interior está recubierto por un absorbedor integrado metálico, normalmente hecho de un material selectivo.

Los dos primeros tipos mencionados son muy eficientes a temperaturas de trabajo bajas (aplicaciones con ACS y calefacción), pero pueden sufrir problemas relacionados con la pérdida de vacío. Esto se debe principalmente a que el sellado se realiza entre vidrio y metal. Como los coeficientes de dilatación térmica de estos dos materiales son diferentes, después de algunos años expandiéndose y contrayéndose, el sellado puede fallar con su consiguiente pérdida de estanqueidad.

Los tubos vidrio-vidrio, aunque no son tan eficientes como los de vidrio-metal, son generalmente más fiables y mucho más baratos. Sin embargo, para algunas aplicaciones de refrigeración solar a muy alta temperatura, su rendimiento puede llegar a ser incluso mayor que el de los tubos vidrio-metal. Esto depende de las características técnicas del colector, de la temperatura de trabajo y de la temperatura ambiente.

3.2.3.3.2 Colectores de tubo de vacío heat pipe (ETC-HP)

Principio de funcionamiento

El interior de cada tubo contiene un fluido que se evapora con el aporte de energía térmica solar. Uno de los extremos de estos tubos tiene un cabezal metálico que se inserta en un colector por el que circula el fluido caloportador del circuito solar. La transferencia de calor entre el fluido interno de cada tubo y el caloportador del circuito solar provoca la condensación del primero cerrando un ciclo de cambio de fase líquido-vapor dentro de cada tubo de vacío.

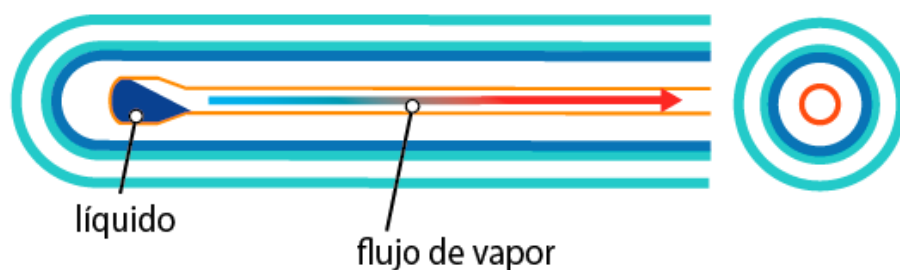


Figura 3.19 Esquema heat-pipe

La calidad de los materiales y las condiciones de higiene son extremadamente importantes para la fabricación de un heat pipe de calidad pues la presencia de impurezas en el interior del heat pipe afectará negativamente a su rendimiento. La pureza del cobre también deberá ser alta, para evitar que contenga oxígeno y otros elementos. Si el cobre contiene demasiado oxígeno, puede liberarse en el interior del tubo, formando bolsas de aire en la parte superior. Esto desplazaría el punto más caliente del heat pipe, alejándolo del condensador y perjudicando el rendimiento del colector.

A menudo, los heat pipe tiene un capilar en su interior para facilitar la circulación del fluido. Esto no es necesario si la superficie interior del tubo de cobre es extremadamente pulida, permitiendo que el fluido regrese a la parte inferior del tubo de forma eficiente.

El heat pipe tiene la limitación de que debe ser montado siempre con una inclinación mínima de $10-25^{\circ}$ y una máxima de $60-80^{\circ}$, en función del fabricante, para permitir que el fluido condensado retorne a la parte inferior del tubo.

El acoplamiento en el cabezal del colector puede ser seco o mojado. Algunos fabricantes de ETC-HP de cabezal seco, incorporan un sistema de limitación de temperatura del primario (90 o 135°C) para evitar el sobrecalentamiento del mismo, lo cual, pese a significar una resistencia térmica adicional, es un gran ventaja.

Comparativa entre colector plano y tubo de vacío

En general, tal como se ha comentado anteriormente, el colector óptimo es aquel que nos produce la mayor cantidad de energía al menor coste de inversión y mantenimiento durante su vida útil.

En particular en la industria, dado que numerosos procesos industriales van a estar en la franja de temperaturas de trabajo de los 60 – 120°C, que es la franja donde los colectores de vacío ETC compiten con los colectores planos FPC (evidentemente siempre en función del precio y del rendimiento del modelo), conviene señalar las ventajas de un colector de tubos de vacío ETC respecto de un colector plano FPC, para ver la elección en toda su amplitud.

Los colectores ETC respecto los FPC, en general, tienen las siguientes ventajas:

- Alcanza mayores rendimientos a mayor temperatura, lo cual debe valorarse junto con los costes de inversión, para verificar si es está la opción tecnológica óptima (menor coste por unidad de energía producida), pero en cualquier caso se puede estimar que para temperaturas >80°C es una alternativa a estudiar.
- En aquellos casos en que se puedan girar los tubos (para algunos diseños), podemos, bien en fábrica bien en el emplazamiento definitivo, orientar e inclinar éstos, en vez del conjunto, para lograr una mayor integración. Para el caso de ETC-HP (los heat pipe) hemos de tener en cuenta las limitaciones de inclinación mínima y máxima.
- El general los ETC-DF, colectores de tubo de vacío de flujo directo, tienen un mayor rendimiento óptico, son más económicos y pueden montarse en horizontal que los ETC-HP heat pipe.
- ¿Cuáles son entonces las ventajas de un ETC-HP? Principalmente dos, la facilidad de montaje, puesto de los heat pipe van tubos y colector cabezal por separado montándose en obra, y dos, a nuestro criterio la más interesante, la posibilidad de regular la temperatura de estancamiento.

3.2.4 Colectores solares térmicos de baja temperatura

Principio de funcionamiento

Las tecnologías de colectores solares de media temperatura pueden alcanzar niveles térmicos de entre 100 y 450°C. Para alcanzar estos niveles se hacen necesarias tecnologías constructivas que permitan la concentración de la radiación solar, puesto que conviene reducir la superficie de la “zona caliente”.

En cualquier tecnología de captación solar, las pérdidas de calor son proporcionales al área del absorbedor mientras que la radiación solar captada es proporcional al área de apertura. Atendiendo a este principio, y teniendo en cuenta que el objetivo fundamental de las tecnologías de concentración es reducir las pérdidas de calor para obtener elevadas temperaturas, los diseños de colectores de concentración buscan esencialmente disminuir el área de absorbedor con respecto del área de apertura.

El Coeficiente de concentración (**C**) es, la relación entre la superficie de apertura y la superficie de absorbedor. Este coeficiente determina la temperatura que el fluido caloportador puede alcanzar en el colector.

$$C = \frac{\text{Área}_{\text{apertura}}}{\text{Área}_{\text{absorvedor}}} \quad (8)$$

La concentración de la radiación solar se puede obtener mediante el uso de reflectores que, después de una o más etapas de reflexión, dirigen la radiación que incide dentro de un cierto ángulo (llamado ángulo de aceptación) en la dirección del absorbedor.

La concentración de la radiación se relaciona con el ángulo de aceptación (**θ**), para una geometría de dos dimensiones, como se muestra a continuación:

$$C_{\text{max}} = \frac{1}{\text{seno}(\theta)} \quad (9)$$

Valores elevados del ángulo de aceptación permiten redireccionar más rayos de radiación solar pero, como se deduce de la ecuación anterior, implican un nivel de concentración menor.

Cuando se entra en el campo de las tecnologías de concentración conviene tener especial atención a la calidad de la radiación solar de la ubicación de la planta, puesto que como indica el nombre de la tecnología de “concentración”, para concentrarla ópticamente es necesario que previamente tenga una dirección. La única radiación solar que es concentrable ópticamente es la radiación directa.

Es por ello que la correcta evaluación del recurso radiación solar es de suma importancia antes de seleccionar las tecnologías de concentración. Hay localizaciones con altos ratios de radiación solar global pero con escasa radiación directa bien por nebulosidad bien por turbiedad del aire bien por otros factores.

3.2.4.1 Colector Parabólico Compuesto (CPC)

Principio de funcionamiento

Las construcciones menos sofisticadas de colectores de concentración son los concentradores Colector Parabólico Compuesto (CPC). Este tipo de colectores solares utiliza una combinación de parábolas construidas en material reflexivo (espejo o metal pulido) para reflejar la radiación incidente sobre el absorbedor.

Este tipo de reflectores suelen construirse con un gran ángulo de aceptación, lo que hace innecesario cualquier tipo de seguimiento solar (colectores estacionarios). Por otro lado, un ángulo de aceptación grande implica que la concentración no puede ser muy elevada: para un concentrador ideal, si el ángulo de aceptación es igual a 30° , la concentración resultante será de 2. No obstante, la no necesidad de seguimiento resulta una simplificación técnica de gran impacto económico. Por tanto, son colectores que pueden resultar económicamente interesantes para aplicaciones que necesiten temperaturas ligeramente superiores a las asequibles para colectores de baja temperatura. Un rango típico de operación es $80-150^\circ\text{C}$.

El gran ángulo de aceptación de estos dispositivos les permite aprovechar tanto la radiación directa como la difusa de la misma forma que un colector solar plano. Ésta es una característica muy interesante de éste tipo de concentradores en comparación a los que requieren de un sistema de seguimiento.

La tecnología de concentración CPC se puede aplicar tanto a colectores tipo FPC como ETC:

- Colectores planos (FPC): la construcción es similar a la de un colector plano pero con menos absorbedor y un nivel de aislamiento superior.
- Colectores de tubo de vacío (ETC): el reflector CPC se coloca bajo la estructura que soporta los tubos de vacío en un colector de baja temperatura, con lo que se capta también la radiación que pasa por entre éstos.

3.2.4.2 Colector Fresnel Lineal (LFC)

Principio de funcionamiento

Un colector Fresnel lineal, es un reflector especular con sección transversal formada, en vez de un único espejo curvo, por muchos espejos plano puestos uno al lado de otro, cada uno con un ángulo diferente respecto a los demás, así se forma una parábola en el plano. En su línea focal, a unos metros por encima de la fila de espejos, se posiciona el receptor estacionario, a diferencia del colector parabólico de seguimiento PTC donde el receptor se mueve. El coeficiente de concentración de esta tecnología es más elevado en el caso de los CPC, sobre los $20-40^\circ$ para simple concentración y de $80-100^\circ$ para el caso de doble concentrador, pudiendo alcanzar así temperaturas mucho más elevadas que los anteriores (hay prototipos de LFC con doble etapa de concentración operando a 500°C).

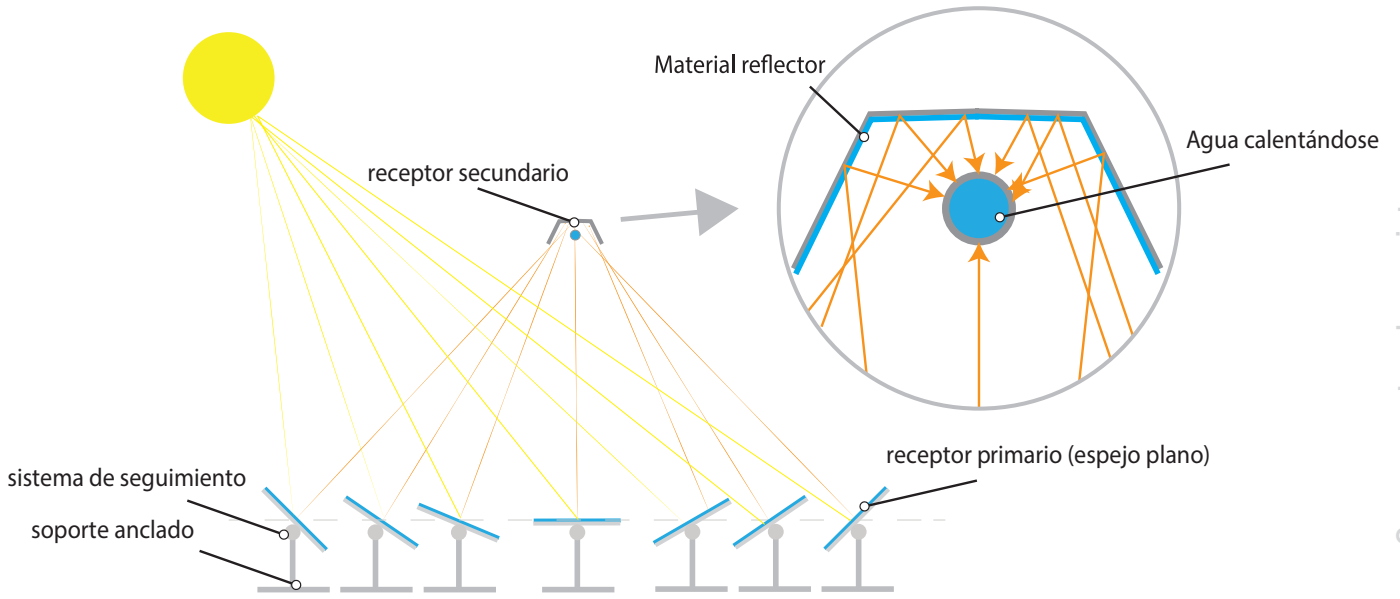


Figura 3.20 Esquema funcionamiento colector Fresnel lineal



Figura 3.21. Linear Fresnel Collector por cortesía de AIRA TERMOSOLAR

Una de las ventajas principales de los LFC frente a los PTC es que se puede utilizar espejos planos de vidrio, a los que se les da una ligera curvatura. Esta curvatura se puede aplicar por medio de procesos mecánicos de flexión en frío. Esta ventaja comporta una característica fundamental de los colectores Fresnel que a pesar de tener un funcionamiento igual a los parabólicos, tiene un coste de inversión mucho más bajo por el hecho de que un vidrio curvo es mucho más caro (entre 5 y 10 veces más) que un vidrio plano.

Como en los colectores parabólicos de seguimiento PTC, los rayos solares son concentrados por los espejos y son recibidos por un receptor lineal puesto en el punto focal, donde circula agua presurizada o aceite como fluido calorportador.

La mayor ventaja de estos colectores es la economía de la estructura y del colector a la par que también tienen la desventaja de tener una eficiencia menor por el hecho de tener unas pérdidas ópticas y térmicas mayores. Otra ventaja más centrada en la aplicación industrial es que el colector lineal Fresnel tiene una mayor flexibilidad en lo que a su emplazamiento se refiere, por dos motivos principales:

- La relación de ocupación por unidad de metro cuadrado instalado es menor.
- Las cargas de viento de los LFC son muy bajas lo que permiten su instalación integrada en cubiertas.

Elementos constitutivos

Reflector primario

El reflector primario es encargado de reflejar y concentrar la radiación solar directa en el tubo absorbente que se encuentra encima de ellos. Estos espejos están formados normalmente por una subestructura que le da rigidez y soporte a un eje de rotación sobre los cuales descansan unos espejos planos a los que se les da una ligera curvatura en frío.

Las principales ventajas de estos receptores frente a los PTC radican en las diferencias constructivas:

- Un espejo plano es mucho más sencillo (y barato) de producir que uno curvado
- Su mantenimiento y limpieza, también lo es puesto que es mucho más sencillo y económico diseñar ingenios específicos de limpieza para un espejo plano que para uno curvo. La acumulación de suciedad en el vidrio puede llegar a suponer pérdidas de rendimiento entre el 10 - 20% en operación normal y más del 40% en condiciones extremas.

Reflector secundario

Dependiendo de la temperatura de proceso este puede o no existir. En caso que sea necesario, normalmente consta de un segundo espejo que envuelve a un único tubo absorbente y trata de aprovechar por un lado los rayos más oblicuos y por otro los desviados por los errores del primario, para así mejorar el rendimiento del sistema.

Absorbedor

Aquí existen diferentes modalidades en función de los requerimientos del proceso o, en mayor medida, del diseño escogido por el fabricante del equipo. Podemos encontrar normalmente dos versiones del mismo:

- El absorbedor multitubo, donde no hay un único tubo sino varios en paralelo formando un plano receptor – absorbedor.
- Un único absorbedor, para lo cual se requiere probablemente de un reflector secundario.

Cubierta

Para ambas opciones puede existir o no un vidrio en la parte frontal del reflector - absorbedor o bien un envoltente alrededor del tubo absorbedor (parecido al que existen en los PTC).

Soporte

Las estructuras de los LFC normalmente comportan un diseño que disminuye los costes, el trabajo de limpieza y el peligro de avería en condiciones climáticas adversas.

Para que el colector esté bien orientado es imprescindible que los cimientos no se muevan y la estructura de metal que lo sujeta esté bien fija. Por eso se excava para tener una base de hormigón en la que se sujetan los perfiles metálicos.

Sistema de seguimiento solar

Así como los colectores PTC, los LFC tienen que seguir el sol, en este caso el concepto es el mismo, pero más sencillo de realizar porque la estructura es más ligera y simple que la de los parabólicos. Cada línea de espejos del reflector primario tiene una inclinación diferente, pero al realizar el seguimiento del sol a lo largo del día todas realizan el mismo movimiento relativo. Por eso se pueden girar varias filas con un solo motor, que también se accionará cuando hay fuerte viento (espejos horizontales), granizo (verticales) o limpieza (cuya posición varía en función del proceso de limpieza).

3.2.4.3 Colector Cilíndrico-Parabólico (PTC)

Principio de funcionamiento

Un colector cilíndrico-parabólico es, un reflector especular con sección transversal parabólica cuya función es concentrar la radiación directa sobre un tubo absorbente, que se encuentra en su línea focal. El coeficiente de concentración de esta tecnología es el más elevado, sobre los 70-80, por lo que las temperaturas alcanzables son las más elevadas, en cuanto a tecnologías de colectores de media temperatura se refiere.

Se pueden llegar a alcanzar temperaturas entorno a los 450°C, por lo que el fluido caloportador, que puede ser agua a sobrepresión (para un rango inferior de temperaturas) o aceite térmico.

Una enorme simplificación -que aportaría fiabilidad en la operación y reducción de costes- sería la generación directa de vapor en el propio tubo receptor, sin necesidad de intercambiador. Si bien esto ya se realiza en colectores LFC en explotación comercial, en PTC es más complicado por sus juntas móviles.

Sigue siendo la tecnología más utilizada y más desarrollada para la generación de energía eléctrica a partir de energía solar.



Figura 3.22. Colectores Cilíndrico-Parabólicos

La capacidad de concentración de este tipo de reflectores requiere que los rayos solares lleguen de forma perpendicular a la superficie de apertura, esto implica que los colectores cilindro parabólicos han de ser dotados de sistemas de seguimiento solar para obtener un rendimiento razonablemente alto durante varias horas al día.

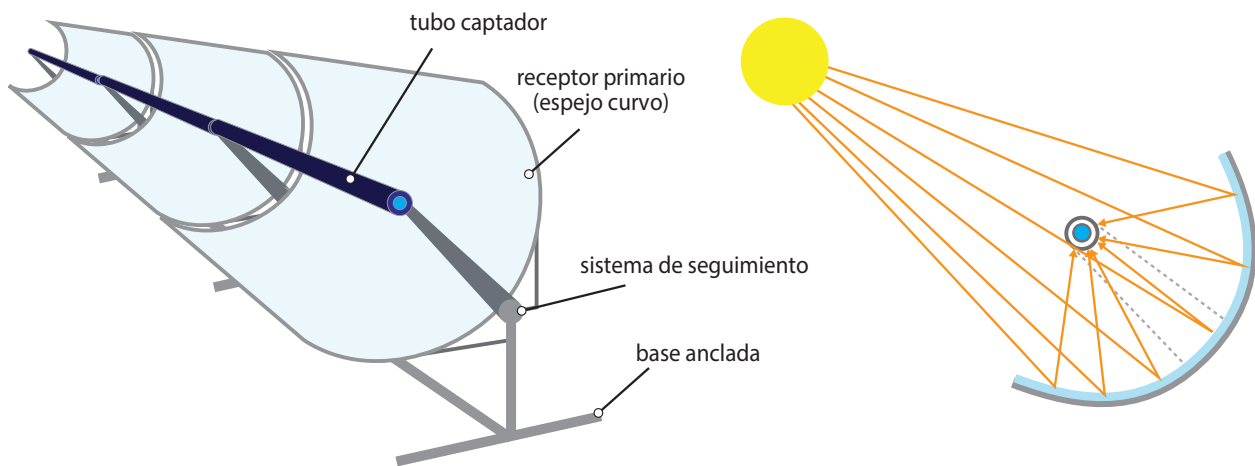


Figura 3.23. Esquema principio funcionamiento de Colectores Cilíndrico-Parabólicos

Además, el hecho de seguir el sol implica restricciones importantes en cuanto a la orientación del campo solar, pues sólo se admiten dos opciones con el fin de obtener rendimientos razonables:

- Disposición Este-Oeste del colector, que realiza el seguimiento Norte-Sur del Sol. De esta forma se tiene poca recepción en amaneceres y atardeceres de todo el año, pero máxima captación durante los mediodías.
- Disposición Norte-Sur del colector, que realiza el seguimiento Este-Oeste del Sol. Con ello, se obtiene una óptima captación a lo largo de todo el día durante los meses de verano, aunque poca captación durante el invierno.

La producción anual es mayor con la segunda opción, sobretodo en latitudes bajas (que es donde se ubican las plantas de concentración solar), es decir en orientación Norte-Sur del campo de colectores. Esto es, realizando el seguimiento Este-Oeste al sol desde que amanece hasta que anochece. Con esto, el 70% de la producción se genera en verano.

Elementos constitutivos

Reflector

Una estructura de perfiles de metal y curvado mantiene la forma parabólica de la superficie reflectora. La superficie reflectora de aluminio es a menudo una hoja o una película especular aplicada directamente al soporte que forma la parábola, que pueden ser una chapa metálica, plástica o de vidrio.

Soporte

La cimentación y la estructura son una parte muy importante en los colectores parabólicos porque representan un porcentaje importante de la inversión de todo el sistema. Esta cimentación soporta los colectores y los fija al suelo de forma que el conjunto estructural soporte las cargas para las que fue diseñado. La carga que debe soportar depende de las dimensiones del colector y características estructurales, que se traducirán en un peso y en una carga de viento. El material que se utiliza en la cimentación suele ser hormigón armado.

Los colectores se pueden montar en posición horizontal o aprovechando la inclinación natural del terreno. La misión de la estructura del colector es la de dar rigidez al conjunto de elementos que lo componen. En la actualidad, las estructuras utilizadas por los colectores cilindro parabólicos son todas metálicas, aunque se han empezado a investigar con otros materiales, como fibra de vidrio o plásticos.

Receptor Lineal

Se denomina receptor lineal al tubo absorbedor sobre el que se concentran los rayos solares. Es una parte fundamental de la instalación, de su óptimo funcionamiento depende el buen rendimiento del colector. Se ubica en la línea focal del colector cilindro parabólico, unido y sujeto a la estructura mediante unos soportes. Su función es absorber la energía procedente de la radiación solar y transferirla al fluido caloportador.

El receptor lineal está constituido por dos tubos concéntricos: uno interior metálico, por el que circula el fluido caloportador y otro exterior, de cristal. Entre ambos tubos se hace vacío.

- El tubo metálico está formado con un recubrimiento selectivo que le aporta una elevada absorbanza (~94%) de la radiación y una escasa emisividad en el espectro infrarrojo (~15%).
- El tubo de cristal que rodea al tubo interior metálico debe cumplir dos objetivos: proteger la superficie selectiva de las incidencias meteorológicas, y minimizar las pérdidas térmicas por conducción y convección. Este tubo suele llevar un tratamiento anti reflexivo para aumentar su transmisividad y el rendimiento óptico del colector.

Los extremos del tubo de vidrio se unen, mediante una soldadura vidrio-metal, a un fuelle metálico que va soldado por su otro extremo al tubo metálico interior. Entre ambos tubos se hace el vacío para reducir las pérdidas térmicas por convección, por lo que existe un espacio anular estanco entre el tubo interior metálico y el tubo exterior de vidrio.

Sistema de Seguimiento

Para un óptimo aprovechamiento de la radiación solar, los colectores deben estar orientados adecuadamente en cada momento del día. Para conseguir esto se debe dotar al campo solar de un sistema de seguimiento que garantice la mejor captación de la componente directa de la radiación solar.

Fluido caloportador

El rango de temperaturas de operación del campo solar determina el tipo de fluido caloportador a utilizar.

Aunque se están desarrollando componentes para trabajar a más altas temperaturas, el nivel térmico más utilizado para trabajar con colectores cilindro parabólicos está entre 150°C y 450°C. Para temperaturas superiores, las pérdidas térmicas en este tipo de colectores son demasiado elevadas.

Cuando las temperaturas que se desea alcanzar son moderadas (<175°C), el agua desmineralizada como fluido de trabajo es la opción más económica. Para temperaturas más elevadas, las presiones necesarias para mantener en estado líquido el fluido son demasiado elevadas y el aceite sintético es la única opción comercial existente pese a todos los inconvenientes de costes, mantenimiento y seguridad que acarrea.

De todos modos los aceites sintéticos tampoco son ideales para cualquier temperatura. Presentan siempre el inconveniente de la temperatura límite (500°C) por encima de la cual se degradan y además son altamente inflamables a las temperaturas de operación de una planta convencional, lo que obliga a instalar costosos sistemas antiincendios.

3.2.5 Máquinas de frío (chillers) activadas térmicamente

Existen chillers cuya principal fuente de energía para activar el ciclo refrigerante es térmica y no eléctrica: son los chillers activados térmicamente. Esta fuente de energía térmica puede ser, por ejemplo; agua caliente, vapor, gases de combustión o una llama directa de un quemador. Este tipo de tecnología es la más utilizada para la generación de frío a partir del calor obtenido de un colector solar, puesto que se puede aprovechar el calor generador por el subsistema solar para la producción de frío, por ejemplo, en procesos industriales.

Estas tecnologías se basan en ciclos de sorción, de los que existen dos tipos:

- Ciclo de absorción: Las moléculas del refrigerante son asimiladas en la estructura molecular de otra sustancia (absorbente).
- Ciclo de adsorción: Las moléculas del refrigerante son retenidas en la superficie de un material sólido.

En los chillers térmicos, el COP (Coeficient of Performance), se define como la relación entre el frío generado por el chiller respecto al calor entregado para activar el ciclo refrigerante. El COP, en este tipo de chillers depende principalmente de la temperatura del calor entregado existiendo, además, una temperatura mínima por debajo de la cual el ciclo no es capaz de activarse; y además también depende de la temperatura de frío a la que se desea generar y de la de regeneración.

3.2.5.1 Chillers de adsorción

Los chillers de adsorción son máquinas térmicas basadas en el principio de adsorción: unión de las moléculas de un gas con la superficie de un material higroscópico altamente poroso.

El efecto físico de la adsorción se produce debido a que la presión parcial del vapor de agua en la superficie de un material higroscópico es menor que la del vapor de agua en el aire. Consecuentemente, este tipo de materiales son adecuados para atraer el vapor de agua del aire y retenerlo en estado líquido, sin aumentar su volumen ni variar su estructura.

Una vez que la superficie adsorbente alcanza el punto de saturación, se debe regenerar para su posterior utilización, cerrando de este modo el ciclo. Esto se logra mediante el uso de una fuente de calor.

3.2.5.1.1 El ciclo de adsorción

El ciclo de refrigeración de los chillers de adsorción se basa principalmente en dos fenómenos físicos:

- El material adsorbente (gel de sílice en los chillers comerciales) es capaz de adsorber vapor de agua.
- El agua se evapora a bajas temperaturas cuando la presión ambiente también es baja (5-6 mm Hg).

La estructura principal de una máquina de adsorción consiste en un recipiente a presión de acero, que está subdividido en cuatro cámaras:

- Una cámara superior que actúa como condensador.
- Dos cámaras intermedias adosadas, que se utilizan como generador-receptor.
- Una cámara inferior, que trabaja como evaporador.

El generador-receptor está conectado con el evaporador y el condensador mediante válvulas de clapeta.

En el interior de cada una de las cámaras hay un intercambiador de cobre. Las dos cámaras intermedias del generador-receptor se encuentran recubiertas con gel de silicio.

El funcionamiento de una máquina de adsorción y sus diferentes fases se describe a continuación:

1. El ciclo empieza generando vacío en el interior de las cámaras mediante la bomba que incorpora la máquina. Después se introduce una pequeña cantidad de agua.
2. La máquina opera en ciclos de 10 minutos. En el primer ciclo, se suministra calor al generador a unos 65°C, donde se encuentra el gel de silicio saturado de agua. Mientras tanto, la cámara contigua, que contiene gel de silicio seco, actúa como receptor del vapor de agua procedente del evaporador. Durante este proceso, tanto el receptor como el condensador son refrigerados mediante un circuito de agua, normalmente conectado a una torre de refrigeración, que disipa el calor sobrante a la atmósfera.

3. Transcurridos 10 minutos, las válvulas neumáticas permanecen cerradas durante una fase de recirculación de 40 segundos. Período en el cual, el agua de refrigeración y el agua caliente de los intercambiadores, que se encuentran en contacto con el gel de silicio, se mezclan para realizar una recuperación de calor parcial y para evitar el shock térmico.
4. Después de esta corta etapa, la máquina es conmutada mediante las válvulas neumáticas. La cámara que anteriormente había actuado como receptor ahora actúa como generador y es calentada, mientras que la otra cámara ahora opera como receptor y es refrigerada.
5. Durante este proceso periódico, se forma vapor de agua, que vuelve a condensarse otra vez en el condensador (situado encima del generador). Entonces, este refrigerante es bombeado a través de unos pulverizadores en la cámara de evaporador donde se evapora a muy baja presión, extrayendo calor del agua a enfriar y que circula por el intercambiador del evaporador. El vapor resultante es condensado nuevamente y adsorbido por el gel de silicio, que se encuentra en la cámara adyacente (receptor).

3.2.5.2 Chillers de adsorción

La tecnología dominante en aplicaciones de gran escala es la de ciclos de absorción. Las enfriadoras de absorción se pueden clasificar según los pares de sustancias que actúan como refrigerante/absorbente. Siguiendo el orden de esta función según se ha indicado, se presentan los siguientes pares:

- agua (H₂O) / bromuro de litio (LiBr)
- agua (H₂O) / cloruro de litio (LiCl)
- amoníaco (NH₃) / agua (H₂O)

Por otro lado, según las etapas del proceso se pueden clasificar en:

- Simple efecto
- Doble efecto

En la siguiente tabla se resumen las principales características de las enfriadoras de absorción existentes en el mercado.

Tabla 3.6. Características principales de las actuales enfriadoras de absorción del mercado. FUENTE: Aiguasol

Etapas	Simple efecto	Doble efecto
Absorbente	bromuro de litio (1)	
Refrigerante	agua/amoniaco(1)	
Temperatura del generador	80 °C – 110 °C	130 °C - 160 °C
Fuente de energía	Agua caliente o sobrecalentada	agua o vapor sobrecalentado
COP	0,6 – 0,8	0,9 – 1,2
Disponibilidad del mercado	< 35 kW mercado incipiente	>100 kW amplio mercado
Colectores solares utilizables	35 kW - 100 kW algunos fabricantes >100 kW amplio mercado <ul style="list-style-type: none"> • Colectores planos de superficie selectiva (FPC) • Tubos de vacío (ETC) • Concentrador parabólico compuesto (CPC) 	<ul style="list-style-type: none"> • Colectores lineares Fresnel (LFC) • Colectores cilindro-parabólicos (PTC)

3.2.5.2.1 El ciclo de adsorción

Respecto al ciclo del refrigerante, el funcionamiento de un chiller térmico es el mismo que el de un chiller eléctrico salvo que la unidad de compresión mecánica se reemplaza por un segundo ciclo, el ciclo de absorción.

Los componentes principales de una refrigeradora por absorción son:

- Generador (o desabsorbedor)
- Absorbedor
- Condensador
- Evaporador

El funcionamiento es el que sigue:

1. El refrigerante (agua en los chillers de LiBr) se evapora en el evaporador a muy baja presión y temperatura, extrayendo de esta forma el calor del fluido que se quiere enfriar.
2. El vapor de refrigerante fluye hacia el absorbedor, que está conectado directamente con el evaporador, donde es absorbido por la solución concentrada. Durante este proceso es necesario evacuar el calor latente de la condensación y el generado durante el proceso de absorción mediante un serpentín de refrigeración, procedente de una torre de refrigeración.

3. La solución diluida, producida en el absorbedor, es bombeada hacia el generador, donde es calentada por encima del punto de ebullición mediante un foco caliente (en el caso de refrigeración solar, este foco es el agua caliente producida por un campo de colectores solares). En este punto y a una elevada presión, el refrigerante es nuevamente separado de la solución, que es devuelta al absorbedor, ahora concentrada.
4. El vapor de refrigerante a alta presión fluye hacia el condensador, que se encuentra directamente conectado con el generador. En éste, el vapor es condensado mediante el agua de refrigeración procedente del absorbedor y que finalmente es conducida a la torre de refrigeración, donde se eliminará todo el calor sobrante de la máquina de absorción.
5. La presión del líquido refrigerante es reducida mediante una válvula de expansión. Finalmente, el refrigerante fluye hasta el evaporador.

La mayoría de los chillers de absorción comerciales requieren de una bomba para el transporte de la solución diluida desde el absorbedor hasta el generador. El consumo eléctrico de ésta bomba es aproximadamente de un 1%-5% de la potencia de refrigeración total.

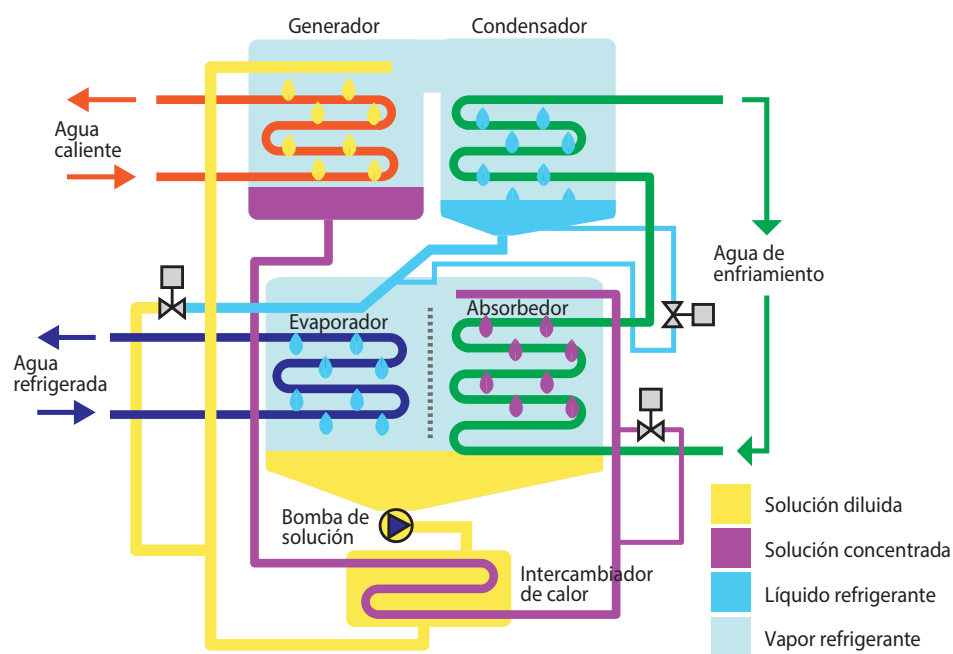


Figura 3.24. Esquema de una enfriadora de absorción de simple efecto. Fuente: ABSORSISTEM

Como se observa en la figura anterior, existe un intercambiador entre la solución diluida y la solución concentrada, que permite precalentar el fluido que se dirige hacia el generador.

El control interno de la máquina de absorción debe evitar la cristalización de la solución. Esto puede ocurrir si la temperatura del agua de refrigeración procedente de la torre de refrigeración es demasiado baja. El límite de esta temperatura depende del fabricante, pero el valor típico es de 24°C.

3.2.5.2.2 Chillers de absorción de simple efecto

La mayoría de las enfriadoras de absorción utilizan agua como refrigerante y bromuro de litio como absorbente.

Hasta hace unos años sus potencias estaban comprendidas entre unos cientos de kW y algunos MW. Habitualmente eran alimentadas con calor residual, centralizado o de cogeneración. La temperatura requerida de la fuente de calor suele ser de unos 85°C para conseguir potencia nominal, aunque es posible activar el ciclo para temperaturas entorno a los 70°C (o menores).

Hasta hace unos años, la máquina disponible más pequeña era de producción japonesa, con una capacidad enfriadora de 35 kW. Recientemente, la situación ha cambiado debido a las novedades del mercado en enfriadoras en el segmento de pequeña y mediana capacidad. En general, están diseñadas para funcionar con bajas temperaturas generadoras y por lo tanto aplicables a colectores solares térmicos estacionarios. La menor capacidad enfriadora disponible actualmente es de 10 kW. Junto a los fluidos de trabajo H₂O/LiBr, también se aplican H₂O/LiCl y NH₃/H₂O. La aplicación del último fluido con amoníaco como refrigerante es relativamente nueva para la refrigeración de edificios, puesto que este tipo de tecnología se usaba sobre todo para la refrigeración industrial en aplicaciones a temperaturas negativas.



Figura 3.25. Ejemplos de pequeñas enfriadoras que usan agua como refrigerante y bromuro de litio como fluido de absorción: Sonnenklima 10 kW (Izquierda), EAW-Schüco-15 kW (Centro), Yazaki-17 kW (Derecha).



Figura 3.26. Ejemplo de enfriadora que usa como agua refrigerante y cloruro de litio como material de absorción. La fase de cristalización del material de absorción también se usa, efectuando un almacenaje interno de energía ClimateWell 10 kW



Figura 3.27. Ejemplos de enfriadoras de absorción que usan amoníaco como refrigerante y agua como material de absorción. Pink 12 kW (izquierda); Ago 50 kW (derecha). Fuente: SOLAIR

3.2.5.2.3 Chillers de absorción de doble efecto

En los chillers de absorción de doble efecto el funcionamiento es conceptualmente idéntico al de los chillers de simple efecto con la salvedad de que disponen de dos generadores y dos condensadores que trabajan para una única combinación de absorbedor-evaporador.

En la Figura 3.28 se muestra el esquema conceptual de un chiller de absorción de doble efecto accionado por llama directa (quemador). Los chillers de doble efecto accionados por energía solar o calor residual respetan el mismo esquema pero substituyen el quemador por un serpentín de intercambio por el que circula el fluido calorpotador.

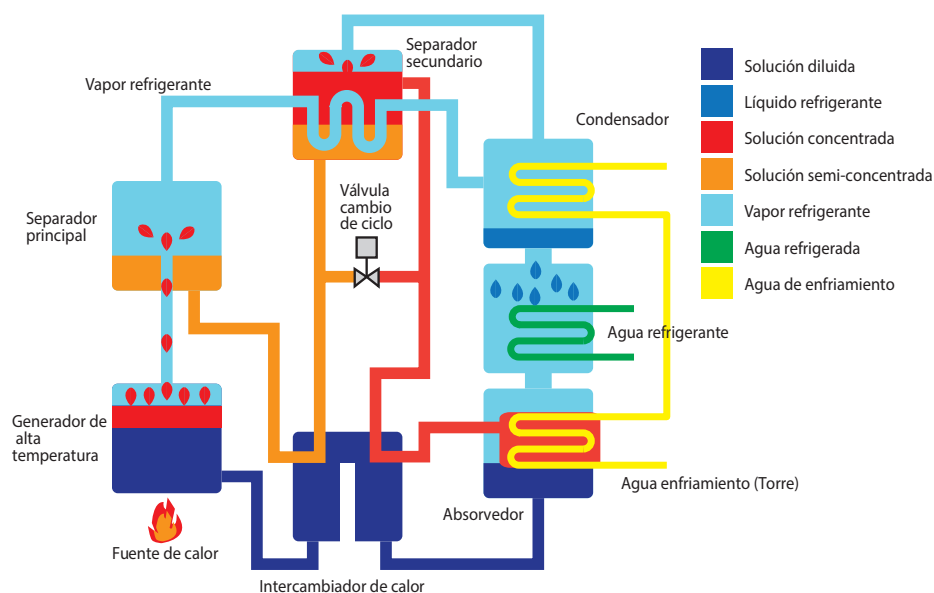


Figura 3.28. Esquema de un ciclo de doble efecto. Fuente: ABSORSISTEM

El ciclo empieza en el generador, que está situado en la parte inferior izquierda del esquema, donde la solución acuosa (denominada en este punto solución diluida) está a una temperatura de 135°C con un contenido del 54% de LiBr. Por efecto del calor aportado por la fuente de calor, la temperatura de la solución diluida asciende hasta un valor nominal, entorno a los 140°C y a una presión a 75kPa, lo que provoca la ebullición del agua que asciende a través de la bomba de burbujas hasta alcanzar el separador principal el cual es atravesado únicamente por el vapor de agua. Como resultado de la separación del vapor, la solución restante se concentra a un valor de 56% de LiBr en agua (solución semiconcentrada) la cual fluye del separador hacia el intercambiador de alta temperatura donde es enfriada por la solución diluida (se verá más adelante) hasta 75°C entrando a continuación en el generador de baja temperatura. En paralelo, el vapor de agua a la temperatura de 140°C, después de atravesar el separador principal, circula por el circuito primario del generador de baja temperatura aportando calor a la solución semiconcentrada que está en el secundario de éste.

Como consecuencia de este intercambio de calor, parte del agua de la solución semiconcentrada hierve liberando vapor refrigerante adicional a una temperatura de 78°C y una presión de 5,6 kPa. Esta segunda separación de vapor de la solución permite aumentar el rendimiento de la máquina y es la razón por la que esta variante del ciclo se denomine de doble efecto.

El vapor separado en el generador de baja temperatura atraviesa el separador secundario y alcanza el condensador donde se reúne con el vapor generado en la primera etapa, o sea, en el generador de alta temperatura.

En el condensador, el circuito por el que circula el agua de enfriamiento procedente generalmente de una torre evaporativa, enfría el vapor hasta 40°C aproximadamente condensándolo y formando el agua que es el líquido refrigerante. Éste líquido entra en el evaporador debido a la diferencia de presión y al encontrarse en un espacio donde la presión absoluta es de solo 0,7 kPa se evapora a una temperatura de 3,3°C adquiriendo el calor necesario para ello del agua a refrigerar que está circulando por un serpentín situado dentro del evaporador. Gracias a ello el agua del circuito de refrigeración desciende a la temperatura de 7°C.

Mientras, la solución semiconcentrada al reducir su contenido de agua por efecto de la evaporación en el generador de baja temperatura, concentra su contenido de LiBr hasta un 58% por lo que se pasa a denominarla solución concentrada. En estas condiciones fluye a través del intercambiador de calor de baja temperatura donde cede calor a la solución diluida que circula por su circuito secundario reduciendo su temperatura hasta 40°C. A continuación la solución concentrada entra en el absorbedor que es un espacio compartido con el evaporador y en el que se encuentra un serpentín por el que circula agua de enfriamiento a una temperatura máxima de 29,5°C procedente de una torre evaporativa externa a la máquina. Dentro del absorbedor el LiBr de la solución concentrada, gracias a su alta afinidad con el agua, absorbe el vapor producido en el evaporador lo que permite mantener constante la presión en éste. Al mismo tiempo, el agua de enfriamiento que circula por el serpentín del absorbedor elimina durante el proceso de absorción el calor aportado al vapor de agua en el evaporador.

Como toda el agua separada de la solución en los dos generadores, el de alta y el de baja temperatura, ha llegado finalmente al absorbedor, en este espacio la solución se diluye de nuevo hasta el 54% inicial, o sea, vuelve a ser solución diluida. Desde el absorbedor, dicha solución es aspirada por la bomba de solución haciéndola pasar primero por el intercambiador de calor de baja temperatura, calentándose como hemos visto antes con el calor cedido por la solución concentrada y a continuación por el intercambiador de calor de alta temperatura donde, como también hemos visto, adquiere el calor cedido por la solución semiconcentrada, entrando finalmente en el generador de alta temperatura donde de nuevo se inicia el ciclo.

Las temperaturas y los niveles de concentración del LiBr pueden sufrir algunas variaciones según el fabricante e incluso el modelo del equipo. El ciclo descrito es el denominado de circuito en serie ya que los fluidos circulan en serie a través de los distintos dispositivos. Algunos fabricantes han introducido variaciones a este circuito, especialmente

en unidades de gran potencia, con el propósito de disminuir la cantidad de fluido a circular y el volumen de la máquina.

El mismo principio se puede extrapolar para máquinas de triple efecto con tres generadores y tres condensadores, siempre y cuando se pueda disponer de una fuente de temperatura a suficiente temperatura.

Los sistemas de doble efecto están ampliamente extendidos en Estados Unidos y Japón, principalmente para aplicaciones alimentadas por gas. Los sistemas de triple efecto se encuentran todavía en fase de desarrollo, pero ya muy próximos a su comercialización.

Este ciclo requiere en el generador temperaturas superiores a los 135°C para alcanzar potencias de frío nominales y su COP, en estas condiciones, es aproximadamente 1,2 (el doble que el de un ciclo de simple efecto). Por tanto, estos sistemas pueden llegar a ser una opción interesante combinándolos con colectores cilindro-parabólicos. En otras palabras, esta aplicación resulta especialmente adecuada para climas con elevada radiación directa.

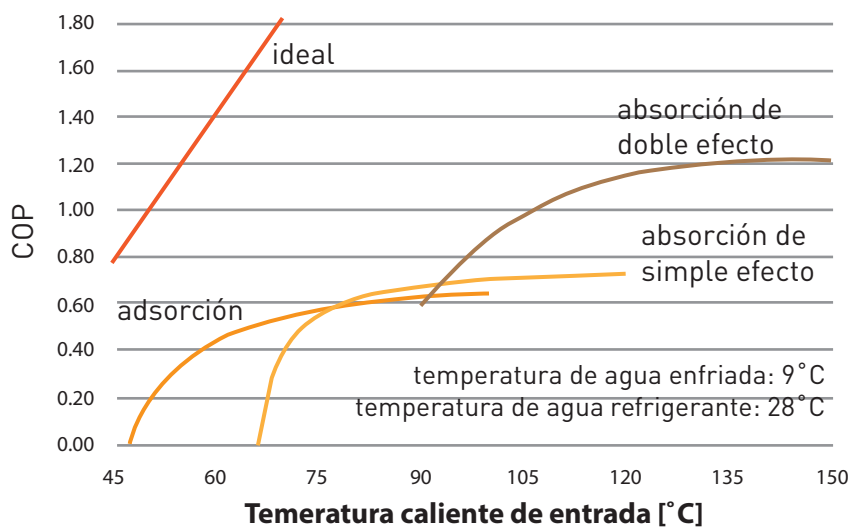
3.2.5.2.4 COPs de los chillers activados térmicamente

En los chillers activados térmicamente el COP se define como la relación entre el frío generado respecto al calor entregado para activar el ciclo refrigerante. Por otro lado, el COP en este tipo de chillers depende de la temperatura del calor entregado.

La Figura 3.29 muestra la relación entre el COP y la temperatura de trabajo del generador de varios ciclos de refrigeración activados térmicamente con un mismo dimensionado y bajo idénticas condiciones de operación (temperatura del agua de refrigeración a 28°C y temperatura de consigna del agua a enfriar de 9°C).

Respecto a la temperatura del generador:

1. Se observa que existe una temperatura mínima de activación para cada ciclo.
2. Se observa que si dicha temperatura se incrementa, el COP aumenta bruscamente, hasta alcanzar un valor asintótico⁵.



5. Fuente: Gommed and Grossman, 1990

Figura 3.29. Curvas de ejemplo del coeficiente de funcionamiento COP para diferentes tecnologías enfriadoras

3.2.6 Fluido caloportador

El fluido caloportador o fluido de trabajo es el medio de transporte para la energía capturada por los colectores solares.

Un buen fluido caloportador debería cumplir con los siguientes requerimientos:

- Alta capacidad térmica específica (Cp)
- Baja viscosidad, para reducir las pérdidas por bombeo
- Ni se congele ni evapore a las temperaturas de trabajo
- No favorezca la corrosión, mejor cierta tendencia alcalina
- No sea inflamable
- No tóxico y biodegradable

El agua cumple satisfactoriamente la mayoría de los requerimientos, lamentablemente el riesgo de congelación presente en muchas zonas climáticas condiciona el uso de este fluido en su estado puro y normalmente se añade un porcentaje de anticongelante.

Existen alternativas al anticongelante basadas ya no en tecnología de materiales sino en el modo de operación del sistema, como por ejemplo el drainback, la recirculación del primario o incluso el calentamiento mediante fuentes renovables.

Tabla 3.7 Propiedades térmicas de diferentes fluidos

Propiedad	Aire	Agua	Mezcla 40% anticong.
Calor específico (50°C) J/kg.K	1020	4171	3810
Densidad (50°C) Kg/m ³	1.1	988	1021
Viscosidad (50°C) 10 ⁻⁶ Pa	19.3	547	1850

Algunos fluidos caloportadores están preparados para trabajar con mezclas de materiales en el subsistema de generación específicas, por ejemplo: aluminio y cobre, añadiendo a la mezcla pasivadores de la corrosión galvánica entre ellos, por lo que hay que tener especial atención al comprar el producto adecuado a cada tipo de colector.

Sobre los fluidos caloportadores conviene mencionar que la mayoría de ellos son estables hasta los 160°C, pese a que en condiciones de laboratorio pueden incluso superar los 180 o 200 °C, temperatura a partir de la cual el fluido anticongelante se puede degradar, situación que puede ser factible si se considera que la mayoría de colectores planos tienen unas temperaturas de estancamiento cercanas a los 200 °C.

Cuando sucede esta degradación del fluido caloportador puede resultar que el fluido cambie su acidez, convirtiéndose, en vez de un agente protector, en un agente corrosivo, a la par que forma junto con los sedimentos y las partículas de dicha corrosión, unos lodos que pueden taponar los capilares de los colectores, en definitiva, reduciendo la vida útil de la instalación y poniendo en cuestión la factibilidad de la energía solar, puesto que es una de los principales causas de no funcionamiento de las instalaciones solares mal diseñadas o mantenidas. Un diseño adecuado para regular las condiciones del estancamiento así como la elección de un buen fluido caloportador serán las garantías para que esto no ocurra.

3.2.7 Acumuladores

Los acumuladores son los receptáculos que guardan la energía proveniente de los colectores solares, para que sea posible utilizarla por el proceso industrial, en el momento adecuado. Los acumuladores hacen la función de amortiguador, de búfer, para cubrir el desfase entre la producción y el consumo o entre un proceso y otro.

Los acumuladores solares, tal y como se ha comentado en el apartado de descripción del subsistema de acumulación solar, pueden o no existir. En la mayoría de casos son necesarios porque no hay la suerte en que producción solar y consumo térmico del proceso tengan idéntica distribución y magnitud. Hay otra posibilidad de reducción o incluso de prescindir de la acumulación cuando la demanda es suficientemente grande como para absorber toda la producción solar instantánea.

Los acumuladores pueden acumular calor sensible (incremento-disminución de temperatura) o latente (cambio de fase). Los segundos tienen una densidad de acumulación mucho más alta, lo que los hace más pequeños.

Al estar en contacto con el agua, los acumuladores¹⁰ para agua caliente sanitaria y las partes de acumuladores combinados que estén en contacto con agua potable, deberían cumplir los requisitos de UNE EN 12897. Así mismo la aislación de los acumuladores debería cumplir, como mínimo, con lo establecido en la norma RITCH.

10. Un acumulador debería mostrar una etiqueta en un lugar visible que contenga la siguiente información:

- Nombre y señas de identificación del fabricante.
- Marca y modelo.
- Año y número de fabricación.
- Volumen (en litros).
- Presión máxima de trabajo (bar).
- Temperatura máxima de trabajo (en °C).

En general los acumuladores con bajos ratios de acumulación en relación a la superficie de colectores son útiles para alcanzar temperaturas altas, mientras que los acumuladores dimensionado a altos ratios es más difícil alcanzar temperaturas elevadas, sin embargo, la utilización de la estratificación de los mismos puede conseguir la separación en diferentes niveles térmicos y así el disponer de temperaturas elevadas en acumuladores con una ratio grande de acumulación. Para favorecer la estratificación de la temperatura al interior del acumulador, es recomendable, en primer lugar, que sea vertical (a pesar de las limitaciones de espacio) y en segundo lugar elegir acumulador con barreras y/o lanzas de estratificación (y/u otros elementos pasivos y activos que la favorezcan).

La estratificación de la acumulación permite que la temperatura de entrada al colector, en la parte baja del acumulador, sea lo más fría posible, lo que a su vez mejora el rendimiento⁷, y por otra parte favorece que la temperatura a la salida del acumulador, en la parte superior del mismo, sea lo más próxima a la deseada.

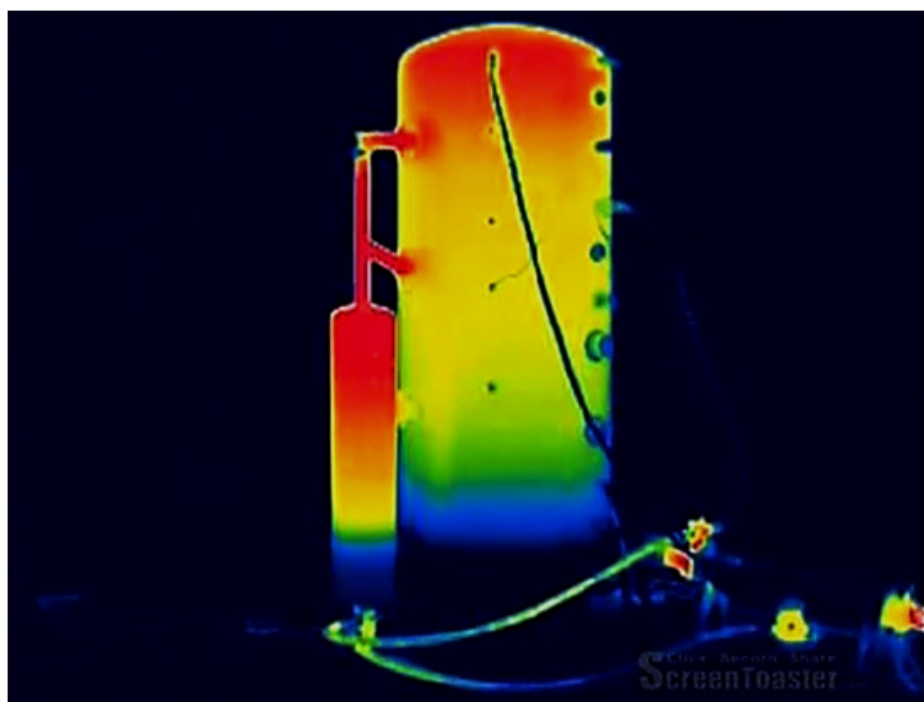


Figura 3.30 Escena de la carga de un Sistema de estratificación. Fuente: Thermographic movie of operation of TiSun stratified charging system

3.2.7.1 Materiales

Es de suma importancia que los materiales internos cumplan con las normas sanitarias y las condiciones de operación del fluido con el que estén en contacto, así como también es necesario prestar atención a la duración de los mismos y su comportamiento al paso del tiempo (degradación con la calidad de las aguas, acidez, etc.).

Los materiales más comunes para usos sanitarios son el acero negro revestido con plástico (resina epóxica), el acero negro vitrificado y el acero inoxidable.

7. La ganancia útil de calor de un colector aumenta a medida que se reduce la temperatura de entrada al colector.

A veces también se utilizan acumuladores de acero galvanizado para aplicaciones con temperaturas de operación inferiores a 60°C, pero no se aconseja su uso.

Acero negro con revestimiento plástico

Los plásticos más utilizados corresponden a resinas epóxicas que cubren el interior del estanque acumulador, separando el acero del agua y evitando así su oxidación y corrosión, y permitiendo el uso sanitario de las aguas.

En general los plásticos utilizados presentan buen comportamiento frente a esfuerzos mecánicos como presión, y aguantan temperaturas de hasta 80-90°C sin perder sus propiedades.

Acero negro vitrificado

El recubrimiento de vitrificado es una mezcla de boro-aluminio-silicatos que se funde sobre la pared interna del acumulador a altas temperaturas. Los acumuladores de este material tienen buen comportamiento frente a agente corrosivos y aguas duras, además, usualmente el recubrimiento contiene partículas de magnesio que le confieren protección catódica.

Si bien este esmalte soporta elevadas temperaturas (alrededor de los 120°C), es un material sumamente duro y por lo tanto frágil, por lo que se recomienda precaución en su transporte.

Acero inoxidable

Los aceros inoxidables suelen ser aleaciones de acero-cromo-níquel-molibdeno, y tienen un excelente comportamiento frente a presiones, altas temperaturas (alrededor de 200°C) y agentes corrosivos. Se debe tener precaución de que las soldaduras (uniones) estén hechas con cuidado y que no presenten porosidad. En general son más livianos que los acumuladores vitrificados pero son más costosos.

Plástico

Si las presiones y las temperaturas lo permiten, siempre se puede utilizar un acumulador de plástico, que además de servir para usos sanitarios, tienen buen comportamiento frente a la corrosión. Además es uno de los acumuladores más livianos.

Otros

En grandes instalaciones, se contemplan otro tipo de construcciones y por consiguiente de materiales para la fabricación de acumuladores.

3.2.7.2 Disposición del acumulador

Un acumulador puede ser dispuesto de forma vertical u horizontal (en función de su dimensión más larga).

La disposición afecta significativamente el gradiente de temperaturas al interior del acumulador. Mientras que un acumulador vertical favorece la estratificación, lo que reduce el costo energético para alcanzar temperaturas elevadas, el acumulador horizontal es bastante más homogéneo y cuesta más energía incrementar su temperatura.

3.2.7.3 Clasificación de acumuladores por tipo de acumulación

Acumulador sensible (sin cambio de fase - calor sensible)

El principio de funcionamiento de un acumulador sensible es la capacidad térmica de la sustancia al variar su temperatura, para el caso del agua de 4,18 J por cada gramo y cada grado de temperatura diferencia.

Los acumuladores sensibles pueden ser presurizados o atmosféricos. Los primeros contienen un sistema cerrado donde el fluido almacenado se mantiene a una presión sobre la atmosférica. Muchos circuitos hidráulicos son presurizados y por consiguiente, los elementos contenidos en los mismos, también deben serlo. Los segundos pueden ser una alternativa más rentable para volúmenes importantes de acumulación debido a que el espesor de la chapa de un acumulador estanque presurizado puede incrementar notablemente con el volumen, pero debe gestionarse bien las presiones de los diferentes circuitos, debiéndose independizar de los presurizados.

Acumulador con cambio de fase (de calor latente)

Otra forma de acumular calor es mediante un material que cambie de fase (Changing Phase Material - PCM). Mientras que la acumulación de calor sensible es más económica, la densidad energética es relativamente baja (63 kJ/kg para 15°C de salto térmico entre carga y descarga) y las pérdidas debido a altas temperaturas pueden ser importantes. Para los sistemas de acumulación de calor latente, se pueden alcanzar densidades energéticas mucho más elevadas, de hasta 200 – 250 kJ/kg sin incrementar la temperatura 10 o 20°C.

Cuando un material cambia de fase (fusión, vaporización), absorbe una cantidad importante de calor, que luego puede ser liberada si vuelve a su fase original. Estos cambios pueden ocurrir a bajas temperaturas en los PCMs (21°C, 120°C respectivamente), lo que hace que se tengan menos pérdidas por altas temperaturas, y una alta densidad energética.

A su vez la acumulación en PCMs puede significar una inversión en cuanto al acumulador mismo, puesto que los materiales del estanque no requieren soportar altas temperaturas.

3.2.7.4 Clasificación de acumuladores en función de si llevan intercambiador interno (interacumulador)

Normalmente se denominan como interacumuladores, este tipo de acumulador posee un sistema de intercambio interno en que el fluido de trabajo entrega calor a un fluido secundario o al consumo directo.

Los interacumuladores pueden poseer diferentes tipos de intercambiadores internos: envolvente (de doble camisa), de serpentín, baño interior u horquilla.

8. Fuente: <http://www.iea-eces.org/energy-storage/storage-techniques/phase-change-materials-and-chemical-reactions.html>

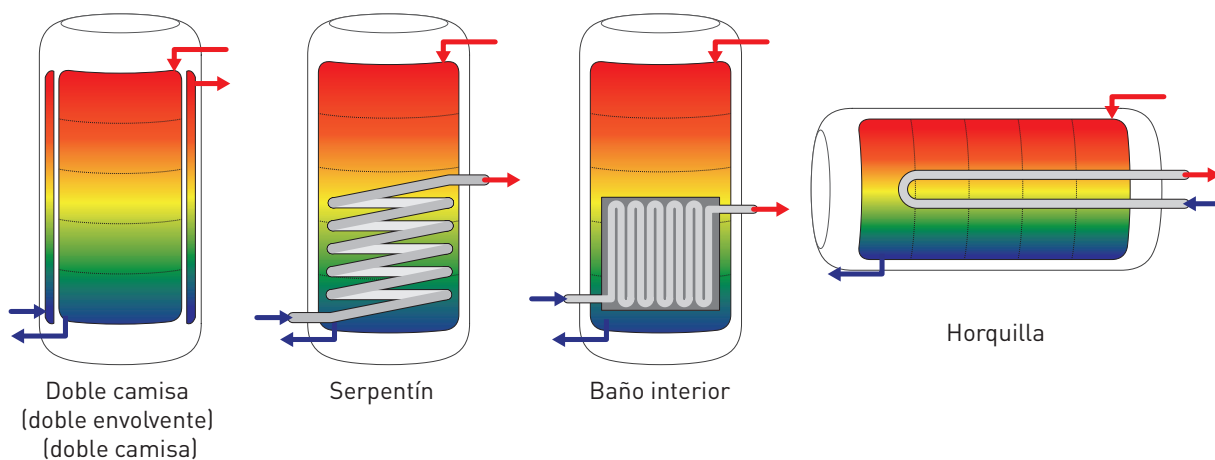


Figura 3.31 tipos de intercambiadores

A diferencia de los intercambiadores externos, este tipo de componente se utiliza sobre todo en sistemas pequeños y medianos (para menos de $20 m^2$) debido a que tiene una superficie de intercambio limitada¹³.

Un buen intercambiador debería garantizar la estratificación adentro del contenedor.

3.2.7.5 Clasificación de acumuladores según tipo de estratificación

Acumulador con sistema de estratificación externo

Tanques que permiten la conexión de las entradas y salidas de agua a diferentes alturas del acumulador, de forma que se instalan válvulas motorizadas que derivan el flujo a una u otra entrada del acumulador según su temperatura. De esta forma se garantiza la estratificación.

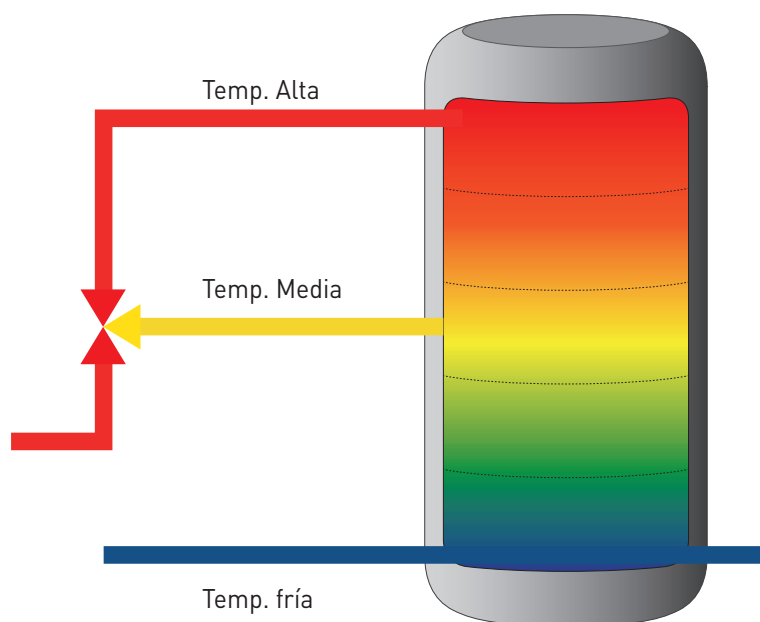


Figura 3.32 Esquema acumulador con sistema de estratificación externa

Existen también, en volúmenes pequeños, sistema de estratificación mediante dispositivos externos de carga y descarga que favorecen la estratificación.

Acumulador con sistema de estratificación interno

Dispositivos formados por un tubo de material plástico con múltiples orificios obturados, que ceden a la presión del agua según el gradiente de temperatura entre sus extremos, garantizando la entrada del fluido caliente en la cota del acumulador donde la temperatura sea lo más cercana a la del mismo.

Así, se desplaza el fluido hasta la cota de temperatura equivalente sin remover el acumulador.

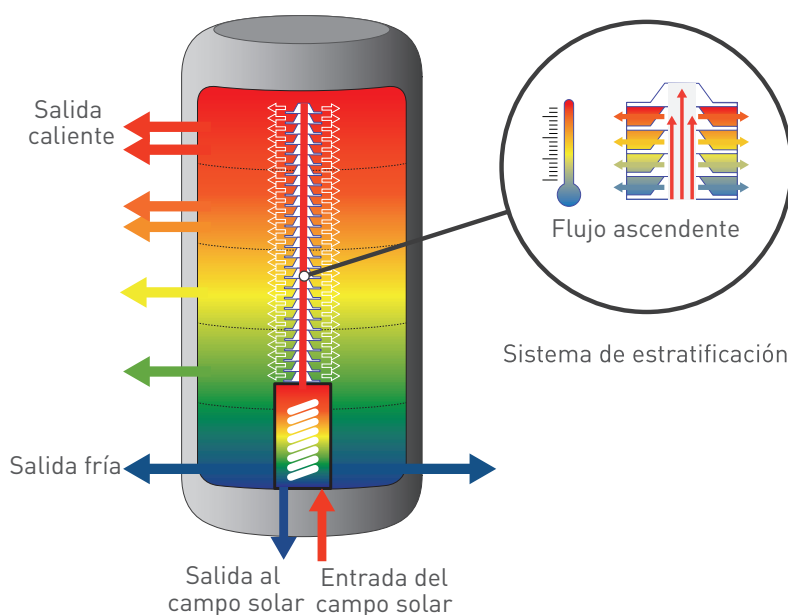


Figura 3.33 Esquema sistema de acumulación con estratificación interna

Acumulador con sistema de tanque dentro de tanque

Es un depósito dentro de otro depósito vertical, y un serpentín de intercambio de calor del colector en la parte inferior del tanque exterior, así se produce el calentamiento directo del acumulador externo, el cual se calienta y se estratifica de forma natural, y al mismo tiempo calienta al tanque interior.

El tanque interior, que normalmente se usa para ACS, debe tener un revestimiento interior sanitario. El tanque exterior suministra agua a otros circuitos y normalmente no tiene revestimiento sanitario.

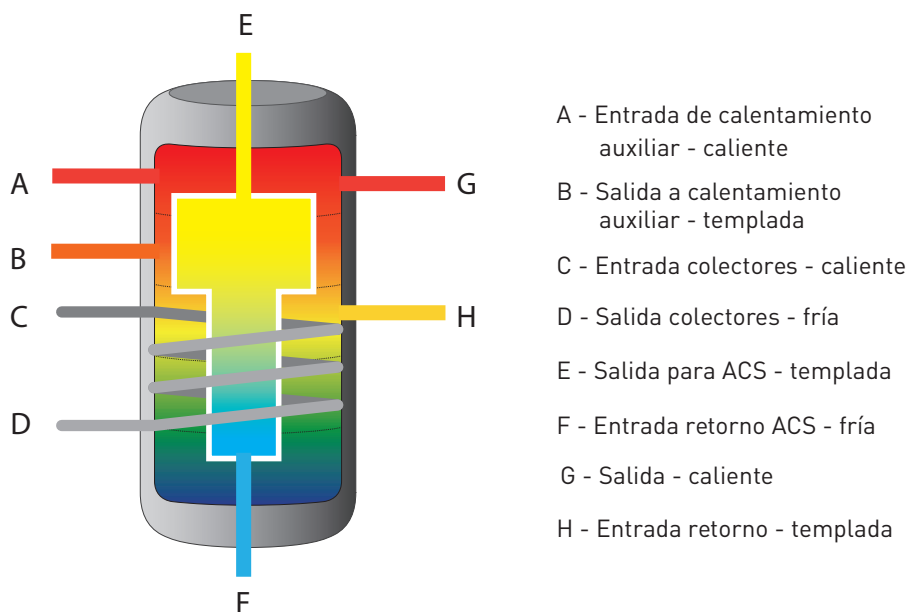


Figura 3.34 Esquema de acumulación con sistema de tanque dentro de tanque

Sistema compacto colector -acumulador en depósito horizontal

Estos sistemas no son muy frecuentes en las industrias grandes porque funcionan por termosifón con una acumulación descentralizada que solamente se justifica para un número muy limitado de unidades, puesto que para volúmenes grandes de acumulación o grandes producciones los sistemas de circulación forzada y acumulación centralizada son mucho más rentables.

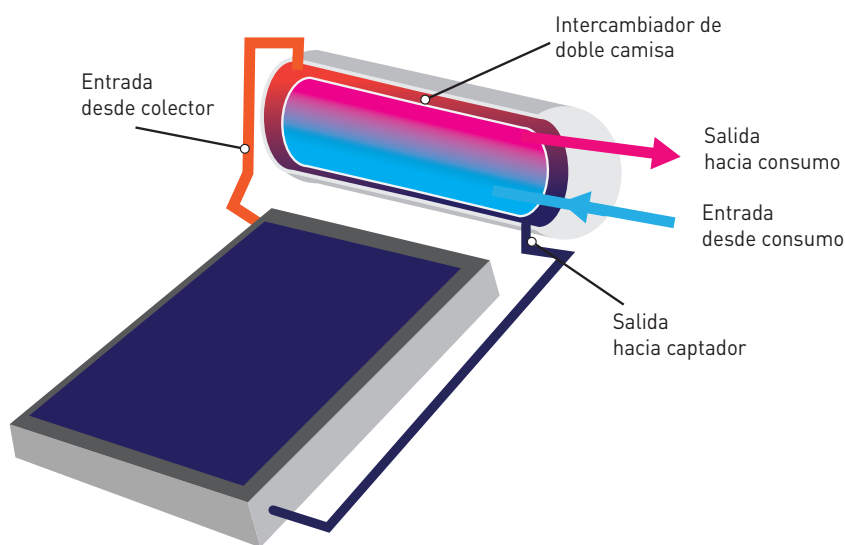


Figura 3.35 Esquema sistema termosifón

3.2.8 Intercambiadores

Como se menciona anteriormente, los intercambiadores cumplen la función de transferir el calor colectado por el circuito primario al secundario, en caso de ser necesario. En este caso a diferencia de los interacumuladores, este elemento es un componente externo e independiente de la acumulación.

Un intercambiador de calor siempre presentan el inconveniente de que crea un escalón térmico entre primario y secundario, que debe ser superado por el sistema, por lo que su inclusión debe estar motivada por alguna de las siguientes causas:

- Separar fluidos que no pueden o deban mezclarse, por motivos sanitarios u otros.
- Separar presiones entre circuitos.
- Separar circuitos por temas operativos o de seguridad.
- Otros motivos justificados.

Aparte de realizar la transferencia de calor, un intercambiador debe estar diseñado de manera que:

- Se adecue al tipo de servicio: calentador, enfriador, pero también puede ser condensador, evaporador o generador de vapor, un sobrecalentador (por encima de las condiciones de saturación).
- Se optimice el coste global de la energía producida, es decir, que se optimice el sobrecoste de sobredimensionarlo para reducir el DTLM del intercambiador versus el sobrecoste de una menor producción por parte del sistema solar cuando el intercambiador es menor (mayor DTLM).
- Sea adecuado a los fluidos de trabajo (y eliminar posibles problemas de corrosión) y permita el uso de anticongelante como sistema de antihelada en los intercambiadores del circuito primario secundario del subsistema solar.
- Aguante las presiones y temperaturas máximas de los circuitos hidráulicos donde debe integrarse, tanto primario como secundario.
- Evite incrustaciones y tenga en cuenta el factor de ensuciamiento⁹ en su dimensionado.
- Tenga unas pérdidas de carga reducidas (no superiores a 20 – 30 kPa).
- Tenga un diseño que permita su limpieza y adecuada tareas de mantención a definir por el fabricante.
- Tenga las debidas homologaciones y fichas de seguridad¹⁰.

Tabla 3.8 Factores de ensuciamiento para distintos fluidos de trabajo

Circuito de consumo	$m^2 k/w$
Agua blanda y limpia	0,0006
Agua dura	0,0012
Agua muy dura y/o sucia	0,0018
Circuitos cerrados	0,0008

9. El factor de ensuciamiento del intercambiador no debería exceder los valores especificados en la tabla siguiente. Este factor funciona como una resistencia térmica adquirida por los sedimentos depositados al interior del intercambiador.

10. Un intercambiador debería incluir la siguiente información en su placa de identificación:

- Fabricante
- Marca
- Modelo
- Número de placas (si las tuviera)
- Temperatura máxima
- Presión nominal
- Potencia nominal
- Caudal nominal primario y secundario
- Salto de temperatura nominal primario y secundario

Existen muchos tipos de intercambiadores, de placa, de tubos concéntricos, de carcasa y tubos, de doble tubo, de serpentín, de doble pared, etc. Los intercambiadores de placas, sean soldadas o con juntas, son los comúnmente más utilizados en sistemas solares de baja temperatura por su compactación y relativa pequeña escala. Los intercambiadores de carcasa y tubos son los más utilizados en la industria, por tener un espectro más amplio de servicios y aplicaciones a la par que unas prestaciones de presión y temperatura mayores.

3.2.8.1 Intercambiadores de placas termosoldadas

Al contrario de los tradicionales intercambiadores de placas, los intercambiadores de placas termosoldadas no contienen juntas de goma y, de este modo, pueden trabajar en un rango de temperaturas muy amplio (desde $-180\text{ }^{\circ}\text{C}$ hasta $+200\text{ }^{\circ}\text{C}$). Además las presiones de funcionamiento pueden ser muy elevadas en función del fabricante, pero normalmente todos superan los 20 bares.

Los intercambiadores de placas termosoldadas son normalmente unos intercambiadores ligeros y de menores dimensiones que los de placas con juntas, y en la mayoría de los casos pueden ser montados directamente en la tubería sin soportes.



Figura 3.36 Intercambiadores de placas soldadas. Fuente: Alfalaval

3.2.8.2 Intercambiadores de placas con juntas

Los intercambiadores de placas con juntas están formados por placas de acero inoxidable (u otro material metálico adecuado al trabajo) separadas entre sí por unas juntas (normalmente Nitrilo, EPDM, VITON u otro plástico que soporte las temperaturas exigidas) y agrupados por un mismo bastidor. Normalmente están más restringidos por temperaturas y presiones, y dan como resultado intercambiadores pesados y de grandes dimensiones (y costes). La ventaja de este tipo de intercambiadores es que son mucho más modulares puesto que permite la agrupación de distintos tipos de placas, con diferentes estampados, que dan lugar a comportamientos térmicos distintos.

En algunos casos especiales se puede recurrir a una construcción multipaso, un cuyo caso, las entradas y salidas de los circuitos ya no se encuentran sólo en la placa fija del intercambiador, sino que también ocupan la placa móvil.



Figura 3.37 Intercambiadores de placas con juntas

3.2.8.3 Intercambiadores de carcasa y tubos

Los intercambiadores de calor de carcasa y tubos están compuestos por tubos cilíndricos, montados dentro de una carcasa también cilíndrica, con el eje de los tubos paralelos al eje de la carcasa. Un fluido circula por dentro de los tubos, y el otro por el exterior (fluido del lado de la carcasa). Los tubos internos pueden ser lisos o aleteados. Los deflectores, que hacen de soporte de los tubos, generan gran turbulencia para incrementar la transferencia de calor.

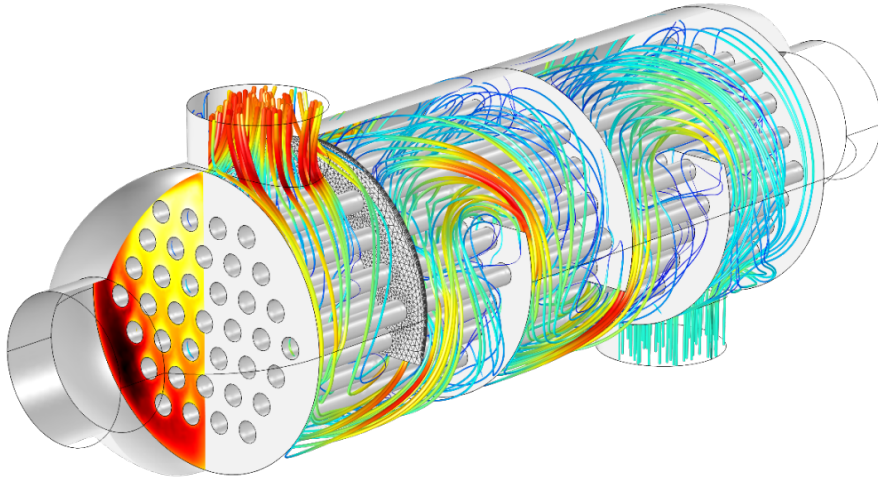


Figura 3.38 Intercambiador de carcasa y tubos. Simulación de transferencia de calor. Image made using COMSOL Multiphysics® and is provided courtesy of COMSOL®

Son el tipo de intercambiadores de calor más usado en la industria puesto que permiten trabajar en un rango de temperatura y presiones, por el circuito de los tubos, mucho más amplio además de que:

- Proporcionan grandes flujos de calor
- Son relativamente fáciles de construir para gran variedad de tamaños
- Son relativamente fáciles de limpiar y de reparar
- Son bastante versátiles y pueden ser adaptar su diseño a prácticamente cualquier servicio o aplicación (condensador, evaporador, etc)

3.2.9 Bombas

Las bombas hidráulicas son un componente requerido para los sistemas solares de circulación forzada, y son las encargadas de hacer circular el fluido de trabajo por los diferentes circuitos. Ordenadas de menor a mayor potencia podemos encontrar:

- Bombas circuladoras. Son bombas diseñadas para la recirculación de agua fría o caliente donde el mismo fluido hace de disipación del calor del motor.
- Bombas compactas o monobloc. Son bombas de mediana potencia diseñadas como un conjunto motor y bomba.
- Bombas de bancada u horizontales. Son las bombas de mayor potencia y por consiguiente mayor tamaño, lo que las obliga a estar montadas en una bancada especial que dispone del rodete y del motor conectados mediante un acoplamiento.

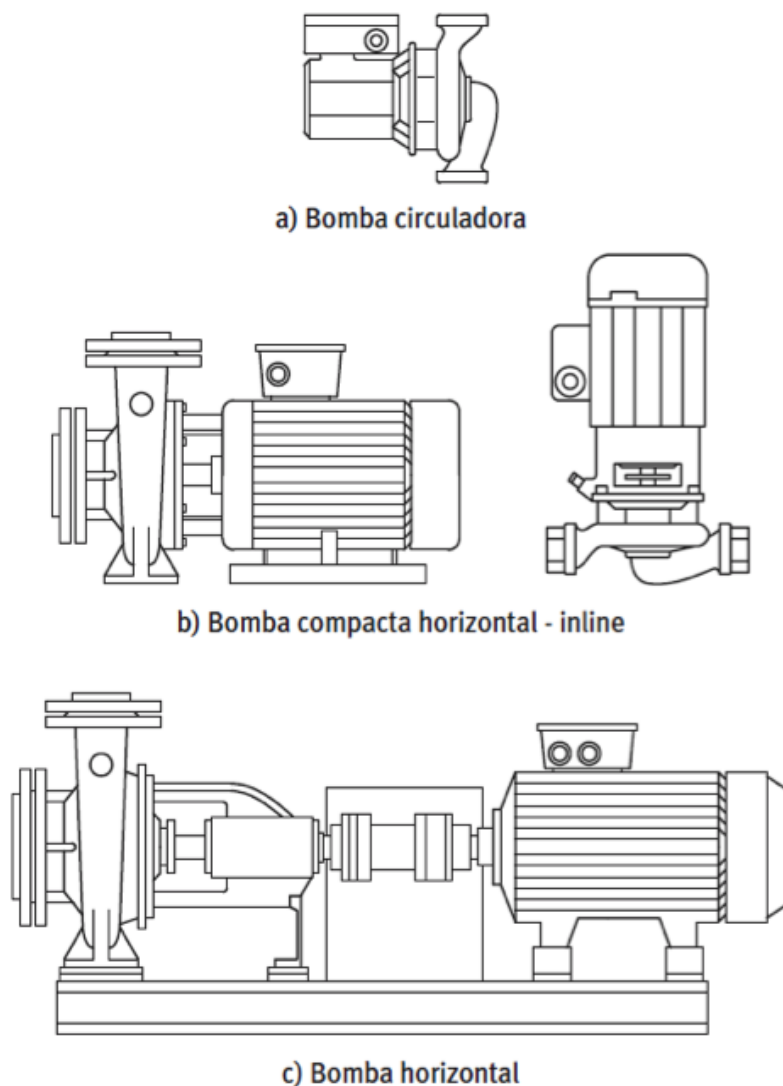


Figura 3.39 tipos de bombas, Fuente: IDAE

Las bombas recirculadoras también se pueden clasificar según si son de rotor húmedo o rotor seco.

- Las bombas de rotor húmedo son de bajas potencias –hasta 1 kW- (y por consiguiente bajas presiones), muy silenciosas y prácticamente sin mantenimiento.
- Las bombas de rotor seco, monobloc y horizontales principalmente, son para altas potencias – hasta 40 kW-, más ruidosas (motor y ventilador externos) pero más resistentes a líquidos con impurezas. Requieren de más mantenimiento, como por ejemplo el cambio del cierre mecánico, cada 3-5 años.

Dado que los sistemas solares son sistemas que persiguen el ahorro energético conviene tener en consideración especial todos los elementos que acompañan la instalación solar con consumos eléctricos asociados.

Una bomba tiene un consumo eléctrico necesario para proporcionar un caudal, una determinada altura manométrica. Sin embargo, además de la energía mecánica dada por la altura manométrica, la bomba consume una parte de energía que se pierde. Se trata de la energía suministrada para vencer las pérdidas por fricción, choques, y disipación viscosa de rodete y carcasa.

Cada vez son más extensa las bombas con regulaciones electrónicas que realizan un ajuste perfecto de la curva necesaria, lo que lleva a grandes ahorros energéticos en la explotación, sobre todo en aquellos circuitos donde las condiciones de explotación no son constantes. La potencia eléctrica parásita de la bomba no debería exceder, en ninguno de los potenciales puntos de trabajo, de los valores especificados en la tabla siguiente.

Tabla 3.9 Potencia eléctrica parásita

Sistema	Potencia eléctrica de la bomba
Sistemas pequeños – medianos	50 W o 2% de la mayor potencia calorífica que pueda suministrar el campo de colectores.
Sistemas grandes	1% de la mayor potencia calorífica que pueda suministrar el campo de colectores.

Las potencias sugeridas anteriormente no incluyen las bombas de drenaje, que pudieran ser necesarias en las operaciones de llenado y vaciado de cualquiera de los circuitos (primario o secundario).

Además del tipo de equipo y de los consumos eléctricos asociados, en la elección de los equipos de recirculación deben tenerse en consideración otros aspectos:

- Los materiales de las bombas utilizadas en el circuito primario deberían ser compatibles con las mezclas de anticongelantes y fluidos de trabajo del circuito.
- Adicionalmente las bombas deben soportar la temperatura y presión máxima del circuito.
- Cavitación, que sucede cuando se vaporiza el fluido a causa de reducciones locales de la presión en el rodete. Para evitarlo debe asegurarse una mínima presión en la aspiración de la bomba que los fabricantes normalmente proporcionan como NPSH (altura neta positiva) en función del caudal, y que corresponde a la mínima presión en la aspiración necesaria para evitar la cavitación.
- Que disponga de las fichas técnicas¹¹ y homologaciones necesarias.

11. Toda bomba debería contener la siguiente información en su placa técnica:

- Fabricante
- Marca
- Modelo
- Características eléctricas

Las curvas características de las bombas se muestran gráficamente las relaciones entre la altura manométrica, rendimiento, potencia absorbida y NSPH, en función de caudal, que se obtienen en un banco de pruebas y deben ser debidamente estudiadas para la elección del equipo adecuado.

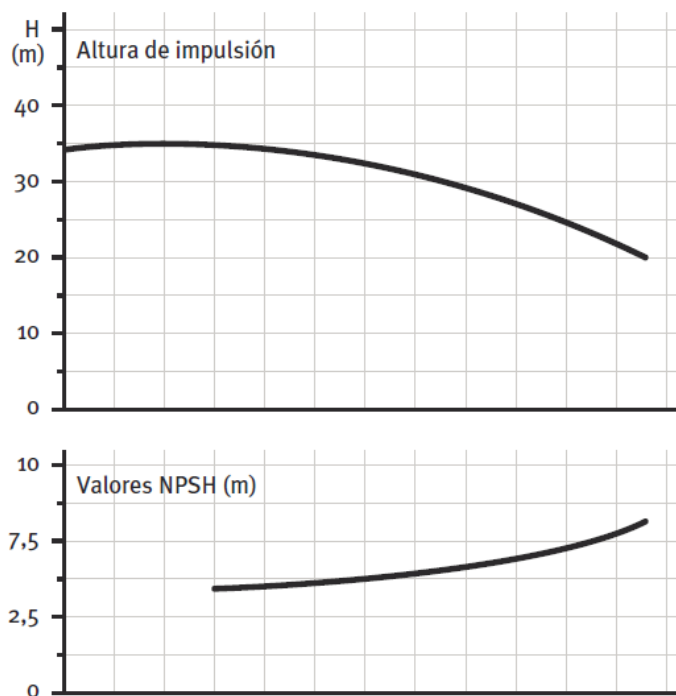


Figura 3.41 Altura de impulsión y valores NPSH

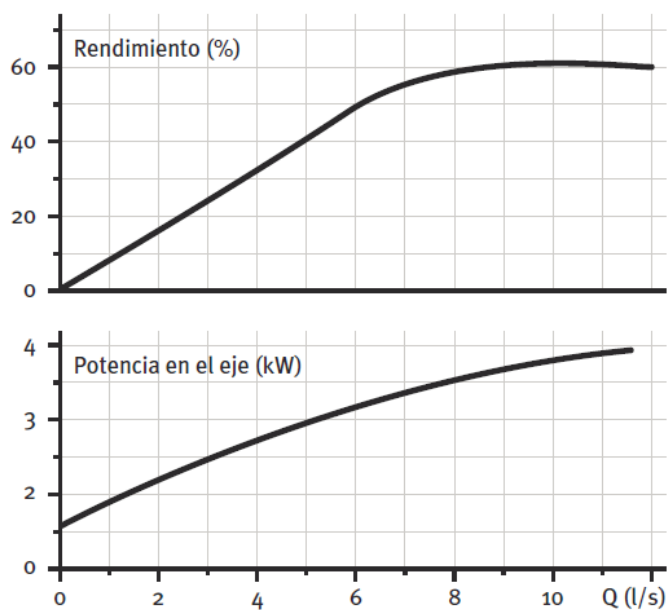


Figura 3.41 Curvas características de bomba, Rendimiento y potencia en el eje

3.2.10 Tuberías¹⁷

Las tuberías comunican entre sí la gran mayoría de los componentes, y por su interior circulan fluidos de distintas naturaleza dependiendo si son del circuito primario, secundario u algún circuito auxiliar.

En el circuito primario por lo general se utilizan tuberías de cobre o acero inoxidable envueltas en una capa de pintura anticorrosiva, sin embargo se pueden utilizar tuberías de otros materiales siempre y cuando no traigan problemas con la presión y temperatura del sistema o corrosión.

En el sistema secundario la diversidad de materiales que se puede utilizar va a estar determinada tanto por las condiciones termodinámicas de operación (presión y temperatura), pero además por las características de la operación intervenida, siguiendo todas las normativas según sea el caso (sanitarias, producción de alimento, algún otro proceso industrial).

Adicionalmente, cabe recordar que las juntas o acoplamientos entre tuberías deben cumplir con las mismas normas para ambos casos.

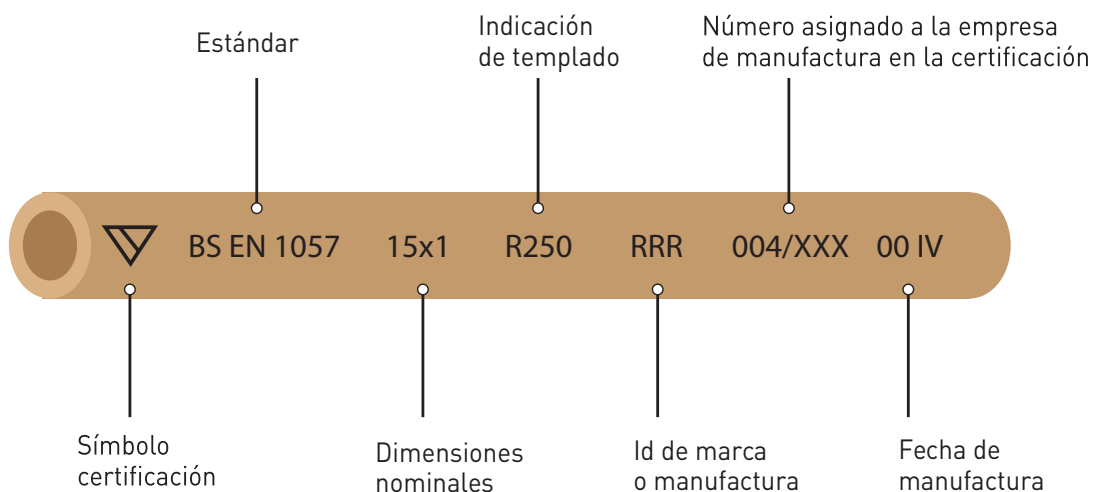


Figura 3.42 Información impresa en una tubería de cobre

En la elección del material de la tubería se debería tener siempre en consideración las características físico-químicas del fluido a transportar. Por ejemplo, el uso de aluminio sugiere que su ph esté comprendido entre 5 y 7. Mientras que para acero se usan ph comprendido entre 5 y 9.

En la unión entre tuberías entre sí, se deben utilizar los métodos adecuados para soportar las condiciones de trabajo más exigentes del circuito al que pertenezcan. Por ejemplo, En los circuitos primarios realizados con cobre, se tendrá especial atención a utilizar soldadura fuerte, para poder soportar la temperatura de estancamiento de los colectores.

3.2.11 Aislación

Para disminuir las pérdidas térmicas del sistema, tanto la red hidráulica como los intercambiadores y acumuladores, éstos deben contar con una aislación adecuada.

Los materiales aislantes que estén expuestos a factores ambientales deben ser recubiertos con una cobertura adicional para evitar su deterioro. Para conseguir esto se puede recubrir el material aislante con una cubierta o revestimiento de yeso protegido con una capa de pintura asfáltica, poliésteres reforzados con fibra de vidrio o una chapa de aluminio.

Para los intercambiadores y acumuladores es posible el uso de forros de telas plásticas como protección del material aislante.

En el caso de que la aislación sea alguna espuma elastomérica, se recomienda el uso de pinturas plásticas impermeables cuya exposición prolongada al sol no afecte sus características principales.

Tabla 3.10 Conductividad de diversos materiales

Material	Conductividad W / mK
Aire a 20°C y a 1 atm	0,026
Poliuretano aplicado en spray (in-situ)	0,028
Poliuretano	0,035
Poliestireno expandido (hasta 30kg/m ³)	0,03-0,045
Lana de vidrio (hasta 48kg/m ³)	0,03-0,044
Lana de roca (menos de 160kg/m ³)	0,037-0,040
Fibra de celulosa (hasta 24kg/m ³)	0,035-0,046
Fibra de poliester	0,035-0,044
Corcho (hasta 120 kg/m ³)	0,041-0,055
Perlita	0,051
Acero inoxidable	15
Aluminio 360	150
Cobre	390
Grafeno	~5000

3.2.12 Equipos de seguridad, expansión y purga.

Por equipos de seguridad se entiende a los componentes que ejecutan su función en caso de que ocurra algo imprevisto, como por ejemplo que suba la presión o la temperatura inesperadamente, que se filtre algún agente contaminante al fluido caloportador, expansiones súbitas del fluido o de algún componente o fluido, etc.

3.2.12.1 El vaso de expansión

Es el elemento encargado de absorber las variaciones de volumen que experimenta el fluido en un circuito cerrado debido a los cambios de temperatura.

Los vasos de expansión pueden ser abiertos o cerrados en función de que el fluido del circuito esté en contacto directo con la atmósfera o no.

Los vasos de expansión cerrados son los que se utilizan normalmente en las instalaciones solares por lo que el fluido del circuito no se encuentra en contacto con la atmósfera, así hay menos probabilidades de contaminación. Para este caso el recipiente es un depósito de estanco, normalmente de acero. El vaso se divide en un volumen con nitrógeno que actúa de amortiguador y una parte donde fluctúa el líquido de la instalación estando los dos volúmenes separados por una membrana elástica impermeable.

Al aumentar la temperatura del fluido caloportador también aumenta el volumen en el circuito y el líquido se expande en el vaso desplazando la membrana elástica y disminuyendo el volumen ocupado por el gas lo que incrementa su presión. Por el contrario, cuando disminuye la temperatura disminuye el volumen en el circuito y el gas se expande desplazando el líquido del vaso para presurizarlo.

El gas inerte de los vasos viene usualmente presurizado de fábrica pero debe ajustarse sus condiciones a las del circuito en que se esté utilizando. Si se aumenta la carga de gas se aconseja que se utilice nitrógeno puesto que el oxígeno puede oxidar el interior del vaso y reducir su vida útil.

Es importante considerar que los vasos tienen una temperatura máxima de operación, y que es recomendable tomar las medidas necesarias para que no sea sobrepasada. Lo mismo ocurre con el vapor, no es descartable que si ocurre una evaporación súbita en el circuito primario, el gas llegue al vaso.

Por último, se debe prestar especial atención a la resistencia de la membrana frente a líquido anticongelante y a su uso para operaciones sanitarias en el circuito secundario, puesto que existen membranas aptas para este fin.

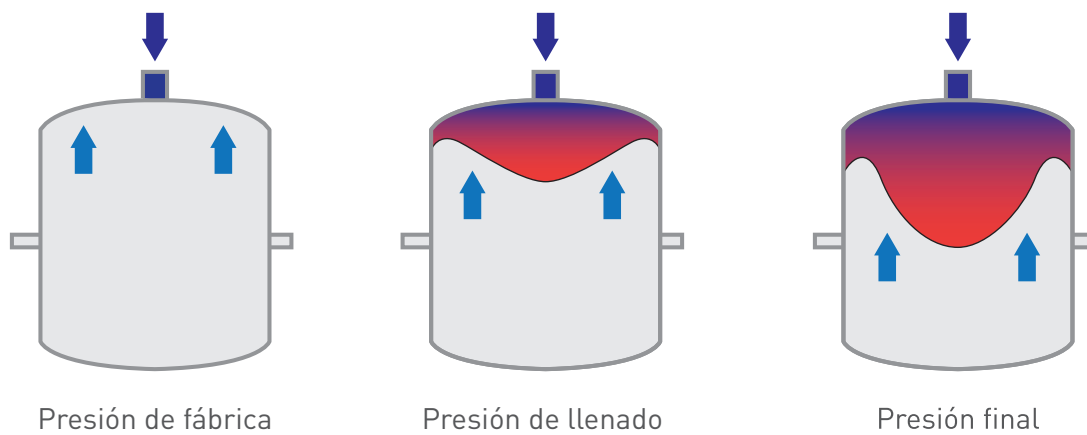


Figura 3.43 Funcionamiento de un vaso de expansión

3.2.12.2 Sistema de purga de aire

Los sistemas de purga de aire son básicamente un mecanismo de liberación para el aire que pueda estar dentro de circuito primario o secundario los circuitos.

Estos sistemas son básicamente compuestos por los botellines de desaireación y los purgadores manuales o automáticos.

Es recomendable que el volumen del botellín de desaireación sea superior a los **100 cm³**. Este volumen puede disminuir si se instalan purgadores a la salida del circuito solar o si se utilizan intercambiadores con purgador automático incluido.

Debido a que los purgadores automáticos no diferencian entre aire y vapor de agua, se debe evitar la localización de los mismos en los lugares donde pudiera producirse vapor, como por ejemplo, a la salida del campo de colectores. En esos puntos una solución es colocar sistemas de purga manual, o un purgador automático precedido de una válvula de paso que debería estar siempre cerrada a excepción de cuando se realicen operaciones de mantenimiento.

Los purgadores deberían resistir las presiones y temperaturas máximas alcanzables en el circuito correspondiente. Los del circuito primario se recomienda que resistan, al menos, la temperatura de estancamiento del campo de colectores.

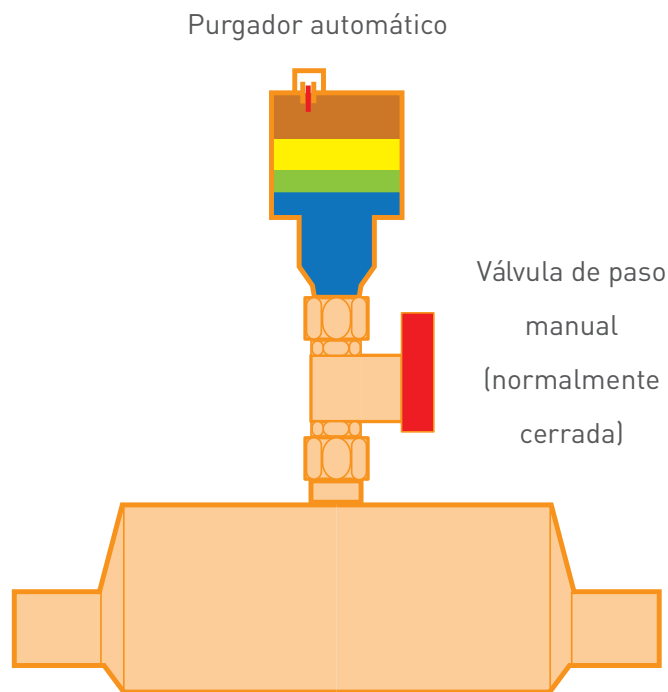


Figura 3.44 Sistemas de purga de aire

3.2.12.3 Sistema de llenado y vaciado

Todos los circuitos hidráulicos, deben considerar un sistema de llenado y vaciado. Estos sistemas tienen como objetivo permitir las tareas de mantenimiento así como mantener el sistema presurizado.

Debe valorarse la alternativa de utilizar un sistema de llenado manual o automático en aquellos circuitos con mezclas de anticongelantes, puesto que el llenado automático en aquellos casos que estén conectados directamente a la red de abastecimiento podría provocar una disminución de la concentración de anticongelante, sin el conocimiento del operador o usuario.

Una solución es la adopción de un sistema de llenado automático con la inclusión de un depósito de recarga u otro dispositivo, que será de especial interés cuando exista riesgo de heladas, para controlar la fracción de anticongelante y reponerlo si hubieran fugas.

En cualquier caso, nunca debería llenarse el circuito primario directamente con agua de red si sus características puedan dar lugar a incrustaciones, deposiciones o corrosión (aguas duras), o si el circuito requiere anticongelante para control de heladas u otro aditivo para su correcto funcionamiento.

Para posibilitar el vaciado del circuito de una instalación solar, se recomienda instalar en los puntos más bajos tuberías de drenaje a través de las cuales se pueda realizar el vaciado mediante una válvula de corte. Para las válvulas de seguridad del circuito primario se recomienda la conducción de los desagües de forma segura, para evitar riesgos de quemaduras en caso de apertura de las mismas.

Para disminuir los riesgos de falla, se recomienda evitar el llenado automático no supervisado en circuitos cerrados.

3.2.12.4 Manguitos dieléctricos

Los manguitos dieléctricos son sistemas de acoplamiento entre metales que puedan ser corrosivos entre sí en caso de contacto. Usualmente los componentes metálicos que tienen esta posibilidad ya los incluyen, como es el caso del acumulador.

Tabla 3.11 Series electroquímicas de algunos materiales comunes

Material	Serie electroquímica	Material	Serie electroquímica
Oro	+ 1,5 V	Hojalata	- 0,14 V
Platino	+ 0,87 V	Níquel	- 0,23 V
Plata	+ 0,8 V	Hierro	- 0,43 V
Cobre	+ 0,34 V	Zinc	- 0,73V
Hidrógeno	0 V	Aluminio	- 1,67 V
Plomo	- 0,13 V		



Figura 3.45 Fotografía de manguitos dieléctricos

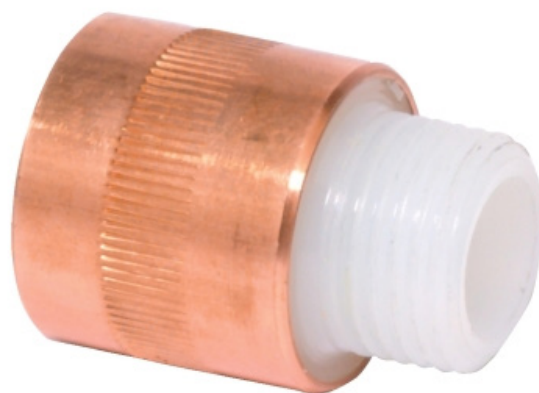


Figura 3.46 Manguitos

3.2.13 Válvulas, accesorios y equipo de medida no electrónicos

3.2.13.1 Equipos de medida no electrónicos

Adicional a los equipos sensores electrónicos, un sistema solar térmico debería contemplar el análisis de información en tiempo real y directo de algunas variables funcionales, tales como temperaturas y presiones a lo largo de la red. Adicionalmente, conocer caudales y flujos térmicos ayuda a caracterizar de mejor forma el sistema, su eficiencia y estado de funcionamiento.

Para poder evaluar la correcta operación del sistema, se utilizan principalmente los siguientes instrumentos:

Termómetros

Es recomendable utilizar termómetros bimetálicos de inmersión con vaina, estos entregan la temperatura en acumuladores y tuberías con una precisión suficiente. Su instalación en sectores aledaños a los sensores eléctricos facilita la comparación de las medidas entre ambos.

Las vainas destinadas a alojar los termómetros, deben introducirse en las tuberías de forma que queden suficientemente mojadas, en contracorriente y en un lugar donde se creen turbulencias.

En caso de utilizar termómetros de contacto, estos deberían estar en contacto con el tubo mediante pastas térmicamente conductoras, fuertemente sujetas y con una aislación adicional sobre la superficie del sensor que no esté en contacto con el tubo.

Es importante considerar las escalas de temperatura para ambos circuitos. Para el primario lo común es que sean de 0 a 200°C y para el secundario de 0 a 100°C, sin embargo ambos casos podrían variar dependiendo de las características de los circuitos.

Manómetros

Los manómetros se utilizan para la medida de la presión manométrica, en cada uno de los circuitos, normalmente se utilizan de esfera de 100 mm y graduados de 0 a 10 bar. Sin embargo podría variar dependiendo de las características de los circuitos.

Son muy relevantes para evaluar cómo se comporta el sistema frente a diferentes estímulos y fenómenos, como cambios drásticos en la presión, fugas o filtraciones, estancamiento, golpes de ariete y otra serie de eventualidades que podrían alterar el funcionamiento normal del sistema o averiar algún componente.

Su presencia es muy recomendable a la entrada y salida de equipos que generen presión o de equipos que generen pérdidas de carga muy relevantes, como por ejemplo:

- Vasos de expansión
- Bombas hidráulicas
- Intercambiadores de calor: a la entrada y salida
- Sistemas de acumulación
- Campo de colectores

Caudalímetros

Los caudalímetros permiten medir el caudal y en algunos casos velocidad del fluido. Existen diversos tipos, de turbina, flujo magnético, de flujo de desplazamiento positivo, desplazamiento gravimétrico, etc.

Conocer el caudal, en conjunto con las temperaturas, permite conocer los flujos térmicos dentro del sistema, lo cual a su vez es información necesaria para conocer la eficiencia y energía disponible para operar.

3.2.13.2 Equipos de medida no electrónicos

Las válvulas deben llevar impreso de forma indeleble el diámetro nominal, la presión nominal y, si procede, la presión de ajuste (válvulas de seguridad).

Conviene tener presente que toda las válvulas deberían soportar las condiciones de trabajo de los circuitos a los que pertenecen, especialmente las presentes en el circuito primario deberían soportar las condiciones de estancamiento del campo de colectores.

Algunas válvulas más comunes son las siguientes:

- **Válvula de esfera o de bola:** Se emplean para abrir o cerrar el paso de fluido a través de una tubería. Permite independizar componentes del resto de circuito.
- **Válvula de seguridad:** Se utilizan para expulsar el fluido al exterior del circuito cuando las condiciones de operación de presión superan un nivel crítico. Un resorte regula la presión máxima a la que comenzará a actuar la válvula. Las válvulas de seguridad, por su importante función, deben ser capaces de derivar la potencia máxima del colector o grupo de colectores, incluso en forma de vapor, de manera que en ningún caso sobrepase la máxima presión de trabajo del colector o del sistema.
- **Válvula de antirretorno:** Impide el paso de fluido en un sentido y permite la circulación en el otro. Existen de varios tipos; de clapeta, de muelle o de disco. Es uno de los componentes que pueden generar pérdidas de carga importantes.
- **Válvula de equilibrado:** Se utilizan para controlar y regular los caudales. Esto permite equilibrar hidráulicamente los circuitos. Estas válvulas pueden ser de dos tipos, las que generan una pérdida de carga constante o diferencial constante.
- **Válvula de llenado automático:** Sirve para introducir fluido a un circuito en función de mantenerlo a una presión constante.
- **Válvula motorizada de dos o tres vías:** Sirven para modificar los circuitos en operación. Consisten en un servomotor que cambia el camino por el cual se traslada el fluido.
- **Válvula mezcladora termoestática:** son válvulas de tres vías que a partir de una mezcla de agua-caliente agua-fría, permiten fijar la temperatura de salida. Existen válvulas termoestáticas análogas o accionadas por un servomotor.

3.2.13 Válvulas, accesorios y equipo de medida no electrónicos

Todos los sistemas solares térmicos requieren de un subsistema de regulación y control que realice las operaciones oportunas a los diferentes actuadores (bombas, válvulas, etc.) en función de las señales de los elementos de campo (sensores de temperatura, presión, radiación, etc.)

El subsistema de regulación y control está íntimamente relacionado con el subsistema eléctrico, que cumplirá con NCh Elec. 4/2003 en todos aquellos puntos que sean de aplicación, por lo que normalmente a nivel de diseño que consideran como un único subsistema.

3.2.14.1 Cuadros de control

Los cuadros serán diseñados siguiendo los requisitos de estas especificaciones y se construirán de acuerdo con NCh Elec. 4/2003 y con las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), como por ejemplo que el usuario esté protegido contra posibles contactos directos e indirectos.

3.2.14.2 Material de campo

El material de campo, que lo forman el conjunto de sensores que reciben las señales de los diferentes puntos de medida, puede estar compuesto por:

- Sensores de temperatura
- Sensores de presión
- Sensores de irradiancia
- Sensores de nivel
- Sensores de flujo
- Caudalímetros
- Contadores de energía térmica
- Contadores de energía eléctrica

3.2.14.2.2 Sensores de temperatura

Podemos encontrar los siguientes tipos de sensores de temperatura:

- Termopares, basados en el efecto Seebeck, que consiste en que cuando se calienta un material se genera un voltaje.
- Termistores: se basa en el efecto de cambio de la resistencia de los materiales con diferentes temperaturas. Pueden ser PTC (incrementan resistencia con la temperatura) o NTC (la disminuyen). Pt1000, PT100, diferentes pendientes de la curva: Pt1000 (3,85 Ohmios /° C), PT100 (0,385 Ohmios /° C)

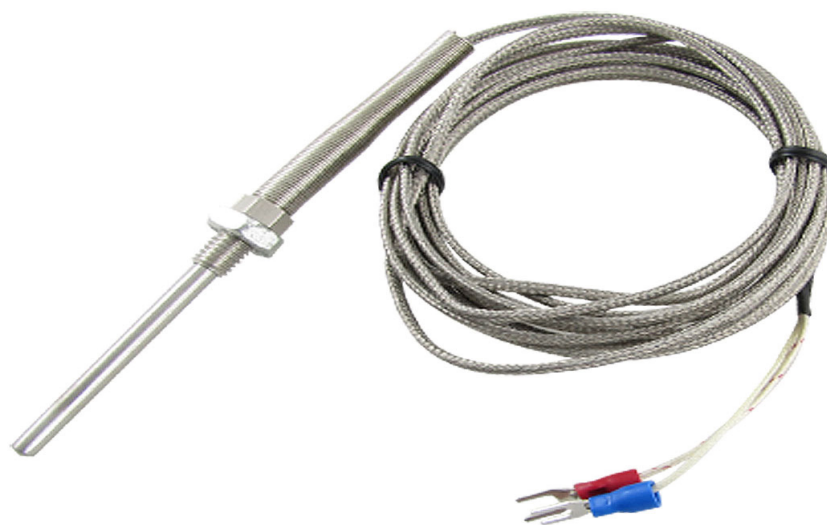


Figura 3.47 Termocupla comercial

- Termómetros: se basan en la expansión de fluidos a diferentes temperaturas
- Termostatos: Pueden contener la mayoría de los anteriores dentro. Casi siempre son de voltaje

3.2.14.3 Sensores de temperatura

Sensores de presión o transductores de presión tienen como objetivo transformar una magnitud física en una señal de corriente o voltaje. Los hay de presión absoluta o presión diferencial.



Figura 3.48 Sensores de presión comerciales

Los presostatos son unos interruptores eléctricos que se acciona mediante una señal física de presión. Se utilizan normalmente para proteger los equipos de impulsión en caso de vaciados fortuitos.

3.2.14.4 Sensores irradiancia

Hay de diferentes tipos, de más caro y exacto a más barato e impreciso, se podría resumir en los dos siguientes:

- Piranómetro. Es un sensor de irradiancia de gran precisión en un campo de 180 grados. Funciona como un termopar, así está constituido por una serie de termopares colocados horizontalmente, cuyos extremos están soldados con unas barras de cobre verticales solidarias a una placa de latón maciza. El conjunto está pintado con un barniz negro, para absorber la radiación. El flujo de calor originado por la radiación se transmite a la termopila, generándose una tensión eléctrica proporcional a la diferencia de temperatura entre los metales de los termopares. Para medir la radiación difusa es necesario tapar el sensor de radiación directa mediante una pantalla parasol, midiendo la irradiancia solar difusa (piranómetro de difusa). A lo que habría de añadirse un pirheliómetro con seguimiento, para poder medir la componente directa de la irradiancia.



Figura 3.49 Medidor de radiación tipo piranómetro, Fuente: Sensovant

- Célula solar FV calibrada. Más económica y menos sensible al espectro (sobre todo al infrarrojo) y requiere de correcciones por temperatura.



Figura 3.50 Medidor de radiación tipo piramómetro, Fuente: Sensovant

3.2.14.5 Sensores de nivel

Los sensores de nivel se utilizan para medir el cambio en la altura de un fluido o sólido dentro de un estanque o tubería. Existen diversos tipos de sensores dependiendo del principio de funcionamiento.

El tipo de sensor a utilizar va a depender de las condiciones de trabajo del circuito en que sean utilizadas.

Algunos de los tipos más comunes de sensor de nivel son:

- Flotador

Consiste en un flotador ubicado en contacto con el fluido que mide la diferencia mediante el desplazamiento del mismo. Su ventaja es que son muy precisos (error del 0,5%), se pueden utilizar en depósitos abiertos o cerrados y son independientes del peso específico del fluido sobre el que hacen las mediciones.

- Presión diferencial

Este tipo de sensor consta de dos medidores de presión de contacto. Ambos atraviesan la pared del depósito o tubería a analizar. El primero está dispuesto sobre el nivel del líquido y el segundo en la base, bajo el nivel del mismo. El contador resta la presión medida por ambos puntos y entrega una medición muy precisa (error 0,15%-0,5%).

- Capacitivo

Se basa en medir el cambio de capacitancia en un condensador a medida que el líquido va inundando verticalmente las paredes del mismo. Tiene la desventaja que la constante dieléctrica del condensador se puede ver alterada por el fluido, y que las deposiciones calcáreas puede alterar las mediciones del sensor.

- Ultrasónicos

Se basa en la medición del tiempo de retorno una onda emitida por el instrumento y reflejada por el fluido en cuestión. La precisión de estos sensores comprende un error del 1 a 3% y principal ventaja es que algunos modelos pueden ser instalados incluso fuera del depósito o tubería en cuestión, lo que los hace poco invasivos.

- Conductivímetros

Son una serie de electrodos posicionados sobre el volumen del fluido. Cuando estos entran en contacto con el líquido, se cierra un circuito y se transmite una señal que luego se amplifica. Este tipo de sensor es bastante eficaz para la medición de cambios bruscos, como de alarma para evitar rebalses.

3.2.14.6 Sensores de flujo

Este sensor sirve para medir cuando un fluido está o no atravesando un punto del circuito. Los hay de diversos tipos:

- De pistón

Consiste en un pistón que cambia de posición cuando es empujado por el líquido, lo que acciona un interruptor electrónico. Funciona bien entre los 0,5 y 20 l/mín.

- De paleta o compuerta

Consiste en una paleta dispuesta perpendicular a la dirección de flujo que es arrastrada cuando el líquido pasa, lo que presiona un interruptor. Se utiliza para medir caudales más elevados, sobre los 20 l/mín.

- De elevación o tapón

Este es el modelo más confiable, se puede ajustar muy bien a un rango muy amplio de caudales. Se coloca en línea con la tubería donde se quiera hacer la medición, de modo que cuando el fluido atraviesa el sensor hace subir un tapón que acciona un interruptor.

3.2.14.7 Caudalímetros

Existen de tres tipos principalmente: los de palas, los de turbina o los de ultrasonidos, estos últimos, los más utilizados habitualmente, puesto que, pese a ser más caros, algunos incluso, son portátiles y no invasivos, permitiendo su instalación en tuberías existentes.

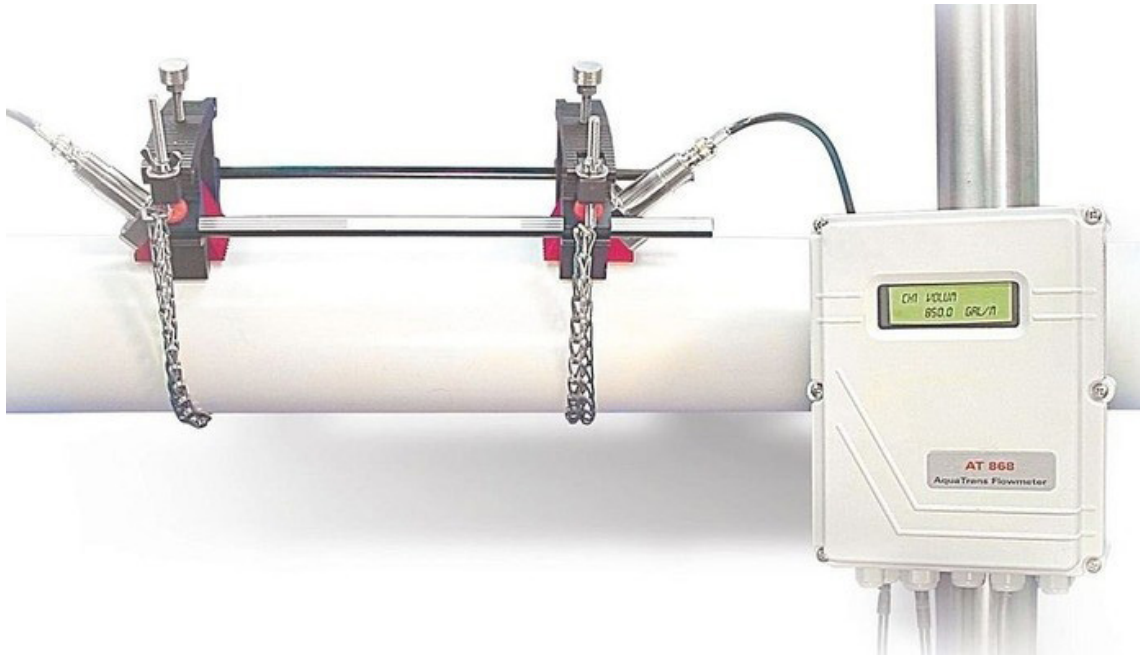


Figura 3.51 Caudalímetro ultrasónico, Fuente: Direct Industry

3.2.14.8 Contadores de energía térmica

Un contador de energía térmica es básicamente un caudalímetro con un par de sensores de temperatura que se deben disponer a la entrada y salida del componente sobre el cual se quiera medir el flujo de calor. Adicionalmente cuenta con un computador (integrador) que multiplica en tiempo real, el caudal por la diferencia de temperaturas registrada entre la entrada y la salida.

3.2.14.9 Contadores de energía eléctrica

Un contador de energía es básicamente un instrumento que mide caída de potencial (voltaje) y flujo de corriente (amperaje) sobre la entrada y salida de un componente o rama del sistema eléctrico. Luego un computador (integrador) multiplica los valores para obtener la potencia eléctrica consumida.

Una herramienta más completa utilizada son los analizadores de redes, cuya función es analizar las propiedades eléctricas de un sistema, especialmente aquellas propiedades asociadas a la reflexión y transmisión de señales eléctricas.

Hay principalmente dos tipos de analizadores de redes:

- SNA (Scalar Network Analyzer)
- VNA (Vector Network Analyzer)

3.2.14.10 Otro tipo de sensores

Existen otros tipos de sensores, para medir la velocidad del viento, calidad y ph de las aguas, entre otros. Sin embargo la utilización de dichos sensores es un criterio propio de cada proyecto, para fenómenos y riesgos puntuales.

Por ejemplo, si se utiliza líquido anticongelante y el riesgo de estancamiento es alto, probablemente convenga medir el ph de las aguas por posibles degradaciones del fluido caloportador y su acción corrosiva sobre el circuito primario.

3.2.14.11 Actuadores

Los actuadores se utilizan para variar propiedades de los circuitos hidráulicos en base a las mediciones realizadas por los sensores. Estas respuestas pueden ser automáticas o programables mediante computadores o controladores lógicos (PLCs), dependiendo de cada situación.

El uso de computadores permite definir las respuestas en lenguajes comunes de programación, por lo que permiten un nivel más alto de personalización.

Algunos de los actuadores más comunes son:

- Válvulas motorizadas

En general casi cualquier válvula puede ser accionada mediante un servo-motor un algún otro mecanismo electrónico. Esto sirve para abrir, cerrar y derivar circuitos, purgar gases, variar pérdidas de carga y otras funciones.

- Variadores de frecuencia

Este tipo de actuador permite variar la frecuencia de trabajo de equipos de impulsión. Esto puede servir para diferentes motivos, como suavizar las partidas y paradas de los equipos, controlar el caudal del circuito, controlar el aporte de presión de bombas dispuestas en paralelo, entre otros.

El uso de variadores de frecuencia incrementa además la vida útil de los equipos debido a la disminución en los esfuerzos fluctuantes generados por partidas y paradas bruscas.

4

Diseño de un sistema solar térmico

4.1 Introducción

En este capítulo se hace una descripción de las etapas que considera el proceso de diseño de un sistema solar térmico. Esta propuesta de estructuración metodológica es una de las tantas formas que existen de plantear un proyecto, y establece el siguiente esquema de trabajo organizado en 5 bloques de tareas principales:

- Recopilación de antecedentes
- Diseño Conceptual
- Optimización Energético-económica
- Cálculo y selección de equipos y accesorios hidráulicos
- Otros cálculos adicionales

Que concluyen principalmente en las tareas específicas de ingeniería de detalle de cualquier proyecto de instalación térmica:

- Presupuesto y evaluación económica
- Documentación Ingeniería de detalle



Figura 4.1 Procedimiento de diseño de un SST

Cabe recalcar que mientras que cada bloque debería concluir para iniciar el siguiente, dentro del mismo bloque, pese a que hay una serie de tareas ordenadas, normalmente se desarrollaran como un proceso iterativo, es decir, es posible que decisiones de unas tareas afecten a otras anteriores dentro del mismo bloque.

Los objetivos principales de un buen diseño de SST, los cuales se persiguen en la metodología expuesta este manual, son los siguientes:

- Optimizar el precio de la energía solar entregada al proceso industrial previa evaluación de diferentes escenarios, configuraciones, dimensionados bajos en indicador energía-coste.
- Obtener un diseño sencillo, de fácil instalación y montaje, con garantías de operación y costes de mantenimiento reducidos.

4.2 Estimación de demanda

Por estimación de demanda, se entiende al análisis de los requisitos térmicos que tenga una industria u operación en particular. Dicho análisis debe determinar principalmente:

- La magnitud de la demanda.
- La distribución temporal, perfil.
- El nivel térmico.

Como punto inicial, la estimación de la demanda persigue los siguientes objetivos principales:

- Confirmar la factibilidad técnico-económica de incorporar un SST.
- Determinar la tecnologías de colectores solares térmicos más apropiada.
- Confirmar, junto con la superposición del perfil del recurso solar, la necesidad de la acumulación y un primer dimensionado de la misma.
- Aproximar el ángulo de inclinación de los colectores, en base a la excentricidad estacional de la demanda.
- Aproximar el ángulo de azimutal de orientación de los colectores, en base a la excentricidad horaria de la demanda.
- Determinar los rangos críticos de temperatura y presión en que el sistema podría operar.

4.2.1 Magnitud y perfil

La estimación de la demanda térmica es la tarea a abordar con máximo rigor en el diseño de los sistemas solares térmicos. Una sobreestimación de la misma puede llevar a sistemas solares térmicos con fracciones solares superiores a las previstas, lo cual significa, no sólo una pérdida de rendimiento del sistema, sino una serie de potenciales problemas, entre ellos el sobrecalentamiento de la instalación. Mientras que una sub-estimación lleva a diseños que no aprovechen suficientemente la economía de escala de un sistema mayor, y por consiguiente a una menor rentabilidad.

Por este motivo es de especial importancia **determinar con detalle y exactitud el perfil de la demanda**¹⁷, en términos energéticos. La integración del mismo en un periodo de tiempo, da como resultado una magnitud que puede utilizarse en las tareas preliminares de

17. La realización de una auditoria energética previa a la instalación de un sistema solar térmico es más que recomendable no solo para la determinación de la demanda sino para la adopción de soluciones que ayuden a reducirla. Aunque aparentemente vaya en contra de la intencionalidad de la promoción de la tecnología solar que pretende el presente manual, es muy posible que existan Inversiones de ahorro energético –previas a la instalación de un SST- más rentables al mismo, por lo que su estudio previo es la mejor inversión.

dimensionado. Sin embargo, un perfil en base horaria, es lo ideal para poder alimentar posteriores fases de diseño donde lo que se persigue es una optimización del sistema en su conjunto.

Se recomienda generar un perfil para cada operación y adicionalmente de las calderas, para tener una visión completa de los flujos energéticos de la industria y así poder diferenciar las demandas netas, las utilizadas en los procesos, de las demandas brutas¹⁸ y de las suministradas por los equipos de generación.

Es importante recalcar que es relevante que la información que alimenta la estimación de demanda sea lo más actualizada posible y lo más normal o común posible, es decir, que no corresponda a fenómenos especiales. Si no fuera posible, entonces se puede trabajar en base a promedios sobre algunos años anteriores.

Una primera forma de estimar la demanda térmica a lo largo de un año consiste en utilizar las facturas de fuentes de energías. Esto es, el gasto en combustibles en caso de que se utilizaran calderas para la generación de calor, y el gasto en electricidad en caso de que se utilizaran termos eléctricos o chillers.

A dichos consumos conviene transformarlos en demandas brutas y posteriormente en demandas netas de los diferentes procesos.

Para ello conviene tener presentes las definiciones de los diferentes flujos energéticos que se detallan en el glosario del capítulo 9, y del que aquí se hace un breve ejemplo:

- El consumo de combustibles, $CES_{F,T}$, es la sumatoria de consumos finales de combustibles para uso térmico de una industria y es equivalente al cociente entre aportación auxiliar $Q_{aux,c}$ por parte de estos combustibles y el rendimiento de los equipos de transformación η_c para el caso de combustibles.
- Para un único sistema de generación la demanda bruta de proceso QD_b , es la aportación auxiliar $Q_{aux,c}$.
- Demanda bruta de proceso QD_b : Es la cantidad de calor o frío generada en el sistema de generación de calor o frío (solar, calderas, enfriadoras, etc.) y que se distribuye a las redes de distribución que la transportar hasta los diferentes procesos que consumen calor o frío. Es equivalente a la sumatoria de la demanda neta QD_n , las pérdidas de distribución Q_{Ls} y las pérdidas por puesta en régimen de proceso Q_{start} .
- Demanda neta de proceso $QD_{n,i}$: calor o frío aportado a un proceso determinado "i", que podría evaluarse como el caudal $m_{proceso_i}$ el calor específico del mismo $c_{p,proceso_i}$ y el salto térmico $\Delta T_{proceso_i}$

$$CES_{F,T} = \frac{Q_{aux,c}}{\eta_c}$$

$$Q_{aux,c} = QD_b$$

$$QD_b = \sum QD_n + Q_{Ls} + Q_{start}$$

$$QD_{n,i} = m_{proceso_i} \cdot c_{p,proceso_i} \cdot \Delta T_{proceso_i}$$

18.Ver Glosario en capítulo 9 para ampliar estos conceptos.

Por consiguiente y a modo de recordatorio conviene remarcar que en el proceso de estimación de las demandas desde facturas o contabilización de consumos de combustibles, se deben aplicar, al menos, dos procesos de transformación: en primer lugar aplicar los rendimientos de los equipos de generación, y en segundo lugar, diferenciar las demandas netas de las brutas.

Sin embargo, cabe recalcar que esta metodología puede no ser lo más exacta, por lo tanto se recomienda disponer de mediciones reales y hacer un chequeo con las temperaturas y flujos volumétricos en cada operación y en la caldera, según la Ecuación xx.

$$QD_n = mC_p(T_{in} - T_{out})$$

Dónde QD_n es la potencia térmica consumida o generada, dependiendo de las temperaturas de entrada T_{in} y salida T_{out} . Además, C_p es el calor específico del fluido y m es el flujo másico.

Como se mencionó anteriormente, con esta información se pueden construir diferentes tipos de perfil:

- Perfil horario, la distribución de demanda generada en un día tipo
- Perfil mensual, la distribución de demanda en base mensual
- Perfil horario anual, que complete las 8760 horas que tienen un año, que se utiliza en cálculos basados en metodologías de simulación dinámica¹⁹,

Uno u otro nos pueden ofrecer diferente información y se utilizan en diferentes metodologías de cálculo. En cualquier caso un aspecto destacable de los mismos es el **desplazamiento entre el perfil de la demanda y el perfil de la distribución del recurso solar**, lo que contribuye de forma significativa al proceso de diseño.

El primer tipo de perfil ayudará a definir si el sistema requiere o no acumulación dependiendo de la curva de oferta solar, y también alimentará el cálculo de optimización del ángulo azimutal de orientación de los colectores. Dicho de otra forma, si el perfil horario muestra que los consumos térmicos se concentran en una sección del día, entonces la orientación azimutal de los colectores, resultado de los cálculos de optimización efectuados, deberá ser coherente con dicha información.

El segundo tipo de perfil (mensual) ayudará a definir dos cosas. En primer lugar, determinará una buena parte de la rentabilidad de la inversión, es algo directo, si la operación o la caldera sólo son utilizadas seis meses del año, entonces la inversión se recuperará en un horizonte muy lejano. Un rango recomendable va de los 9 a los 12 meses para una recuperación más rápida. Por otra parte, la demanda mensual ayudará a escoger con mayor exactitud el grado de inclinación que se escoja para los colectores respecto del ángulo de inclinación estándar del lugar, que correspondería a la latitud, pero ligeramente adaptado para que se aproveche la radiación durante la época del año que es más fuerte (Verano).

19. Ver Sección 4.11.1 donde se refieren los métodos de cálculo

Esto es explicado de otra forma con la Figura 4.2. En invierno la curva que describe el sol es más baja, por lo tanto para aprovechar mejor su radiación, es recomendable usar un ángulo mayor que la latitud del lugar como inclinación del colector, por el contrario, en verano la curva es más alta, por lo tanto es mejor proyectar los paneles para un ángulo inferior a la latitud de su ubicación.²⁰

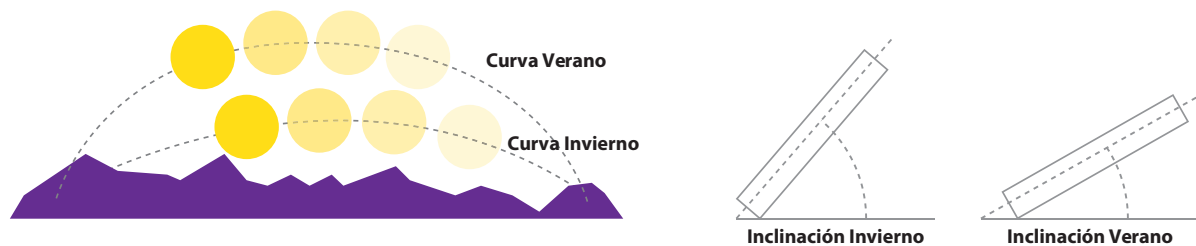


Figura 4.2 Grado de inclinación de un colector según la estación

Esto quiere decir que si la curva de demanda es más acentuada en alguna estación, la inclinación de los paneles debería ser calculada para que se aproveche la mayor cantidad de radiación. Si no existe estacionalidad marcada, entonces deberían ser dispuestos en un ángulo de inclinación próximo a la latitud pero ligeramente adaptado para que se aproveche la radiación durante la época del año que es más fuerte (Verano).

4.2.2 Temperatura y salto térmico de operación

Otro parámetro a considerar de la demanda es la temperatura de operación de los procesos, tanto de impulsión como la de retorno. En gran medida esta temperatura determinará la tecnología de colector solar. Por ejemplo: si se piensa en conectar el SST en paralelo con la caldera, y esta trabaja con vapor o a temperaturas muy elevadas, entonces lo más probable es que se seleccione tecnología solar de concentración.

En la Tabla 3.1 se muestra las tecnologías recomendadas para cada nivel térmico, información que debería ser reconsiderada en función de los precios reales que se tenga para cada tecnología.

Un diagrama de procesos con temperaturas (y presiones) ayudará a determinar el punto hidráulico donde será más conveniente realizar la conexión del sistema solar. Deberá comprobarse que en dicho punto de conexión la demanda es la estimada en los cálculos de optimización (y no menor), puesto que en función del mismo la demanda aparente (la demanda real en bornes del sistema solar) podría ser diferente. El punto de conexión puede limitar la fracción solar del SST.

Otro aspecto fundamental es el salto térmico del o de los procesos. El salto térmico de los procesos influye en la decisión del salto térmico óptimo, a conseguir en el sistema solar. Para fracciones solares altas, el porcentaje de cobertura de dicho salto térmico de proceso será elevado y por consiguiente convendrá, en la medida de lo posible, diseñar el SST para cubrirlo al 100%.

20. En cualquier caso, será el cálculo de la instalación, preferiblemente basado en metodologías de simulación dinámica, lo que determine la inclinación óptima, puesto que el diseño y optimización de un sistema solar térmico se basa en un análisis multivariable donde unos factores influyen sobre los otros.

Por último, es de suma relevancia al elegir el punto de conexión al proceso, conocer las temperaturas y presiones máximas a las que puede operar el ciclo. Esto es porque los componentes que existan en el punto de conexión (válvulas, cañerías, intercambiadores, etc.), deben considerar materiales que soporten dichos límites.

4.3 Evaluación del recurso solar y otras variables ambientales

La producción de calor o frío, que es el objetivo último de los sistemas que se describen en el presente manual, se desarrolla normalmente en un ámbito local, es decir, la energía producida se consume en un punto cercano a su producción y por consiguiente la ubicación de la planta industrial sobre la que se está diseñando un SST, determina en gran medida, la idoneidad o no de la instalación de un SST.

La evaluación del recurso solar (y otras variables ambientales) es una tarea que persigue los siguientes objetivos:

- Determinar la cantidad de energía solar por unidad de superficie se encuentra disponible en la ubicación de la planta, y alimentar con esta información el cálculo del área necesaria para cubrir cierta fracción solar de la demanda térmica del proceso industrial.
- Aportar la información necesaria para saber el desfase de las curvas de oferta y demanda en función de hacer un primer cálculo del volumen de acumulación, en caso que éste fuera necesario.
- Filtrar las posibles tecnologías de colectores solares a utilizar en el SST en función del porcentaje de radiación directa respecto de la total.
- Recoger el conjunto con otros parámetros ambientales que pudieran afectar la eficiencia con que dicho recurso puede ser absorbido: temperatura ambiental, humedad, nubosidad, pluviometría, contaminación, etc.

4.3.1 Fuentes de información de recurso solar

En Chile existen diversas fuentes y herramientas que entregan información respecto a las variables ambientales disponibles, incluyendo la radiación, para una zona geográfica determinada. Algunas de éstas, son:

Meteonorm Prestigiosa referencia para la generación de datos meteorológicos, basada en más de 25 años de experiencia en el desarrollo de bases de datos meteorológicas para aplicaciones energéticas. Incorpora un extenso catálogo de datos meteorológicos así como procedimientos de cálculo para aplicaciones solares y diseño de sistemas en cualquier localización del mundo.

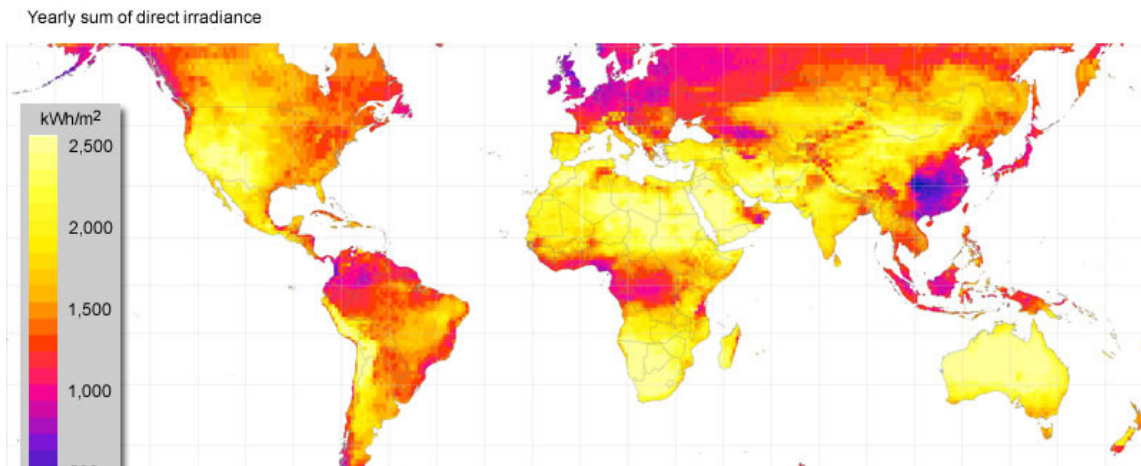


Figura 4.3 Mapa de radiación solar mundial Fuente: Meteonorm

Principales características:

- Datos climatológicos de 8300 estaciones meteorológicas (más de 20 en Chile).
- Parámetros medidos: radiación, temperatura, humedad, precipitación, días con precipitación, velocidad del viento y dirección, horas de sol.
- Utilización de datos basados en satélites para áreas con baja densidad de estaciones meteorológicas.
- Completa cobertura del globo terráqueo, incluyendo regiones polares.
- Modelo de interpolación de radiación solar y parámetros adicionales para cualquier lugar del mundo.
- Inclusión de datos mensuales de radiación y temperatura actualizados por Internet.
- Importación de datos del usuario
- Cálculo de la radiación para superficies inclinadas y consideración del efecto de la elevación del horizonte.
- Adaptación de algoritmos a los últimos resultados de los programas de investigación de la Unión Europea del V Programa Marco
- Mejora de la generación de temperatura basada en distribuciones medidas.
- Cálculo de la salida y puesta del sol diarios
- Interfaz gráfica: Selección de localidad en mapa interactivo
- Posibilidad de elección entre 18 tipos de formatos de salida así como la definición del propio formato de salida del usuario.

Campaña de medición del recurso Eólico y Solar (GIZ). Campaña para la divulgación de información meteorológica obtenida en varias campañas de medición, realizadas por el Ministerio de Energía con el apoyo de la Cooperación Internacional Alemana (GIZ), y orientadas a mejorar el conocimiento de los recursos de energía Eólica y Solar en el País.

Estas mediciones se están realizando por distintos motivos específicos,

incluyendo la prospección del recurso, el cálculo de potenciales, la validación de modelos numéricos, apoyo a licitaciones en terrenos fiscales, el estudio de integración en la red eléctrica y el monitoreo del recurso a largo plazo.

Permite acceder a datos horarios de gran calidad de las principales variables, incluyendo radiación difusa. No obstante, el número de estaciones es muy reducido y limitadas al norte del país.

Irradiación Solar Térmica en Territorios de la República de Chile (UTFSM). En el contexto del proyecto CHI/00/G32 (“Chile: Remoción de Barreras para la Electrificación Rural con Energías Renovables”) se apreció que Chile no disponía de un libro de texto, de amplia difusión, que contuviera información escrita, magnética y en forma sistematizada, datos de irradiación solar para distintos lugares típicos de Chile.

En virtud de lo anterior, el PNUD suscribió, en el año 2007, un contrato con el Departamento de Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María (UTFSM), con el objeto de preparar y disponer de un manual que contuviera información de irradiación solar en diversos territorios de la República de Chile.

Esta importante tarea de recopilación permite disponer de valores de irradiación global mensual y anual a lo largo de todo el país.

Red Agroclimática Nacional (RAN) . La red de Estaciones Meteorológicas Automáticas (EAMS) de la Red Agroclimática Nacional (RAN) es una extensa red de estaciones meteorológicas creada recientemente, enfocada en el desarrollo agrónomo y que reúne la información de las tres principales redes de estaciones meteorológicas agrícolas operativas: Meteovid (Red Vitivinícola), agroclima (Fundación para el Desarrollo Frutícola) y agromet (INIA). En conjunto esta red reúne 254 estaciones de monitoreo con distintos parámetros medidos según la subred a la que pertenecen y su ubicación geográfica (centro y norte del país).

Aunque permite acceder a datos horarios, estos no están consolidados y todavía no se dispone de datos de un año entero (en la mayoría de los casos el proyecto inició en enero del 2013).

Franquicia Tributaria. El mayor registro de datos meteorológicos al que se ha tenido acceso corresponde a la información facilitada en la franquicia tributaria de la Ley N° 20.365. En ésta se especifican valores mensuales de radiación global, radiación difusa y temperatura ambiente, correspondientes a un gran número de localizaciones de todo el país. Estos valores han sido obtenidos en base al uso del Software Meteonorm 6.

A pesar de que se cuente con la información necesaria en alguna de las bases de datos mencionadas, es conveniente siempre corroborar en terreno con ayuda de sensores que la radiación estimada por los softwares o estudios sea la que realmente existe en ese sitio. Mientras mejor el nivel de precisión de esta información, también lo será el diseño y el análisis económico del sistema.

Dentro del ámbito del proyecto APPSOL, en el que se enmarca la elaboración del presente manual, se analizaron las diferentes fuentes meteorológicas disponibles, de las que se ha podido comprobar que son bastante similares entre sí en tendencias y magnitudes.

4.3.2 Radiación e Irradiancia

En los términos que alcanza el presente manual se entenderá el concepto de radiación como la energía contenida en el conjunto de ondas electromagnéticas, en este caso solares, que se propagan a través del espacio y que al llegar a la Tierra participan en diferentes medios hasta alcanzar una determinada superficie. Se expresa en kWh/m². Mientras que por Irradiación o Irradiancia se entenderá la densidad de ese flujo de ondas electromagnéticas por unidad de superficie (por tanto en W/m²) que incide sobre un punto en la superficie especificada.

La **radiación es un parámetro fundamental para el dimensionado del sistema solar**. Análogamente a la estimación de la demanda puede decirse que, una sobreestimación del recurso disponible puede llevar al diseño de sistemas con una baja producción específica, mientras que una sub-estimación del recursos puede llevar a sistemas con excesos de producción, lo cual conlleva numerosos problemas de gestión y seguridad de la instalación, en caso de no ser previamente atendidos.

En la evaluación de la radiación es importante, a los efectos de validar la idoneidad de ciertas tecnologías solares (como es el caso de las tecnologías de concentración), determinar que parte de la radiación global es directa y cual difusa, puesto que las tecnologías de concentración –al “concentrar” los rayos solares– requieren que la radiación solar tenga una “dirección”, por tanto y por definición, que sea radiación solar directa.



Figura 4.4 Radiación media anual para Chile, Fuente: SolarGIS © 2014 GeoModel Solar

La **irradiancia** también es una variable esencial en el dimensionado de sistemas solares térmicos. Chile, debido a su amplio recorrido en diferentes latitudes (Arica 18° - Puerto Williams 55°) presenta una amplia variedad de valores. Para las zonas más al norte se propone utilizar para el dimensionado una irradiancia de 1250 W/m², mientras que en las localidades más meridionales se puede utilizar la magnitud habitualmente propuesta en la bibliografía, de 1000 W/m². Desfase entre oferta solar y demanda de proceso

Para que sea posible calcular el campo de colectores y el volumen de acumulación es necesario que el perfil de oferta solar sea la distribución horaria de a lo menos un año tipo. Esto quiere decir, que se debe contar con la información de la radiación hora a hora, durante un año.

En base al perfil de la oferta solar y superponiéndolo al perfil de la demanda térmica se obtiene el desfase entre disponibilidad de recurso solar y demanda de proceso, con lo cual se puede inferir:

- Una inclinación del campo de colectores, atendiendo a la superposición de las curvas en base mensual
- Una orientación del campo de colectores, atendiendo a la superposición de las curvas en base horaria
- La necesidad o no de subsistema de acumulación.

Si la demanda térmica que se quiere cubrir (considerada la fracción solar) difiere en su distribución horaria a lo largo de un día tipo, con la curva de oferta solar, como se muestra en la figura xx, entonces un volumen de acumulación se hace casi indispensable.

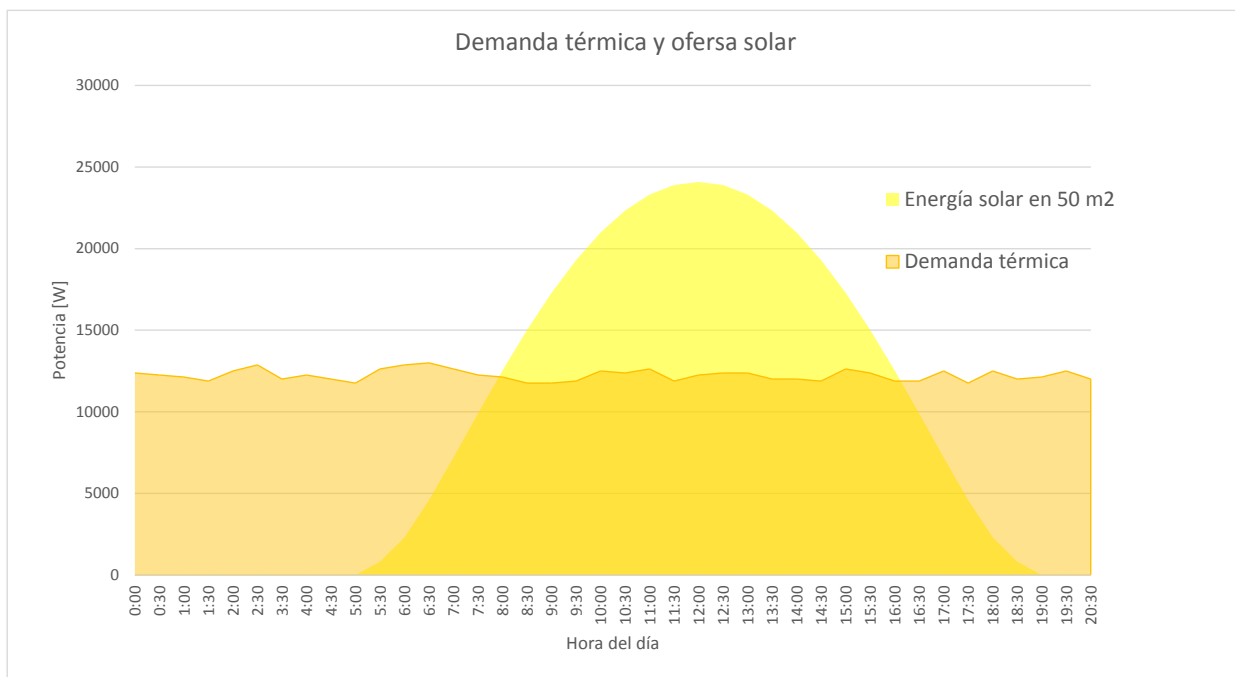


Figura 4.5 Demanda térmica y Oferta solar para un día 1 de Enero. Considera radiación total simulada, con cielo despejado para Latitud de Santiago. Y una demanda térmica de una industria de la cerveza, también simulada.

4.3.3 Localización geográfica. Inclinación, sombras y temperatura ambiental

Más allá de la cuantificación o distribución del recurso solar, pero íntimamente ligado a ello, la ubicación del SST determina:

- La mínima distancia entre colectores para la máxima utilización de los mismos (considerando la sombra).
- La inclinación óptima para el máximo aprovechamiento del recurso.
- Inclinación de los colectores solares

La latitud geográfica del lugar servirá para calcular la inclinación óptima de los paneles en cada estación del año. Se debe considerar que la mejor inclinación es aquella que hace que el panel se encuentre completamente perpendicular a los rayos del sol. A partir de la Ecuación (6), se puede generar una lista de los ángulos de incidencia para todos los meses del año.

Lo que interesa de fijar el ángulo de inclinación es que se obtenga la mejor eficiencia durante la época del año en que se concentre la demanda térmica. Vale decir, si la demanda es más alta en verano, entonces conviene utilizar un ángulo que se parezca más a los meses de Enero, Febrero, Marzo, mientras que si es en invierno, entonces a los meses de Julio, Agosto, Septiembre.

$$\beta = \delta - \varphi \quad (1)$$

$$\delta = 23,45 \cdot \text{seno} \left(\frac{360}{365} (284 + N) \right) \quad (2)$$

Dónde β es la inclinación óptima del panel para el mediodía del día juliano N en la latitud geográfica φ .

● Distancia entre filas de colectores

Cuando se instalan grandes superficies de captación en que se instalan a nivel de suelo o en techo, por lo general se utilizan distribuciones espaciales que involucran varias filas de colectores. Estas filas deberían considerar una distancia mínima dependiendo del grado de inclinación de los colectores y la latitud geográfica de la instalación.

La mínima distancia entre colectores estará dada por la siguiente relación:

$$b = a \left(\frac{\text{seno}(\beta)}{\tan(\psi_s)} + \cos(\beta) \right) \quad (9)$$

$$\psi_s = 90 - |\delta - \varphi| \quad (10)$$

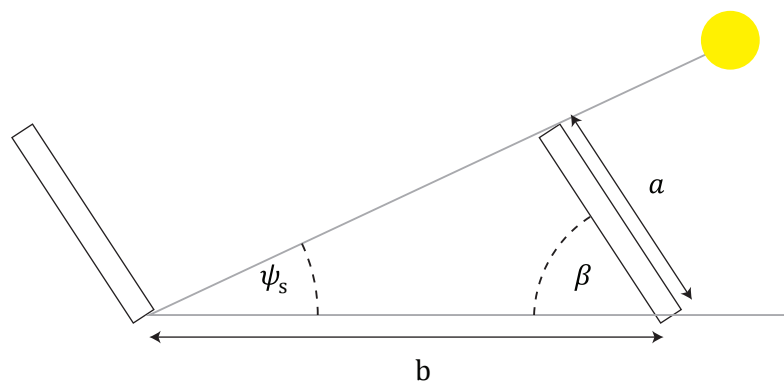


Figura 4.6 Esquema determinación distancia mínima entre colectores

En donde α es el largo del colector (para los casos compactos, también incluye el diámetro del acumulador, b es la distancia mínima, ψ_s es el ángulo de sombreado.

En Chile la latitud es negativa, por lo tanto φ también lo será. Y ψ_s está expresado en grados.

Luego, un criterio posible para definir el ángulo de sombreado es utilizar el día en que el sol hace la curva más baja sobre el horizonte, que corresponde al solsticio de invierno (en general el 21 de Junio). Y para simplificar el cálculo, se suele utilizar el ángulo de incidencia a las 12 del día, que se calcula según la Ecuación (9), con $\delta=23,45^\circ$.

4.4 Condiciones de contorno

Antes de comenzar con la etapa de diseño del SST, que involucra muchas decisiones, se hace indispensable hacer el análisis previo de algunas condiciones de contorno más allá de la propia demanda y el recurso solar, entre ellas destacan:

- Condiciones ambientales: temperatura ambiente y otras.
- Precio de la energía convencional.
- Espacios disponibles, principalmente para el campo solar y la acumulación, en menor medida.
- Esquema de principio existente
- Fracción solar objetivo
- Normativa

4.4.1 Temperatura ambiental y otros condicionantes

Por condiciones ambientales se refiere a las características del sitio de la instalación que podrían influenciar el funcionamiento del SST.

La principal condición ambiental, después de la radiación, que determina en gran medida la eficiencia de un sistema solar térmico o de la elección entre las distintas tecnologías, es la **temperatura ambiental**. Por ejemplo,

si esta es muy baja, como sería el caso de instalaciones en altitud, la instalación de colectores sin cubierta podría descartarse a priori.

Además, esta información es sumamente relevante para determinar si existe **riesgo de heladas** (para lo que es imprescindible disponer de registros históricos de mínimas temperaturas) o posibilidad de estancamiento.

Otro condicionante ambiental es la posibilidad de una concentración muy alta de **material particulado en suspensión** (polvo u otros), ya sea por localización geográfica (desierto, zona costera, valles con viento, etc.) o algún proceso industrial cercano que genere residuos particulados, hay que considerar la posibilidad que los colectores pudieran perder eficiencia debido a la suspensión de dicho material sobre sus cubiertas.

Por otra parte si se utiliza agua de red para alimentar el circuito primario, es muy relevante conocer la **dureza del agua u otras características físicas o químicas** relevantes para prever si el SST requiere o no algún equipo de tratamiento de dureza de las aguas. Esto puede deteriorar rápidamente la eficiencia térmica de colectores e intercambiadores y puede generar corrosión en las tuberías.

El **viento** es otro factor sumamente relevante, puesto que genera grandes esfuerzos, constantes o intermitentes que pueden ocasionar fatiga en los tejados o en casos extremos desanclar los colectores y sacarlos de su sitio, por lo que conviene tener especial atención al dimensionado de las estructuras de soporte si los vientos lo dictaminan.

En Chile, además, para todas las estructuras y sobre todo para colectores y acumuladores, se debe considerar la **norma sísmica**, debido a que son equipos de grandes dimensiones que pueden sufrir daños irreversibles contra ellos o terceros en caso de temblor o terremoto.

4.4.2 Precio de la energía

El precio de la energía es una variable sumamente relevante para el análisis económico del sistema. Si la fuente energética secundaria (electricidad, carbón, petróleo, gas, biomasa, etc.) tiene un costo alto para la industria entonces el SST se vuelve más rentable en comparación a la explotación convencional.

Por otro lado es un buen referente para determinar el máximo costo de la energía producida por el SST. (Véase el capítulo de indicadores económicos, Capítulo 6).

Sirva como ejemplo, el promedio de las tarifas de las diferentes fuentes energéticas que se utilizaron en el marco del proyecto de APPSOL.

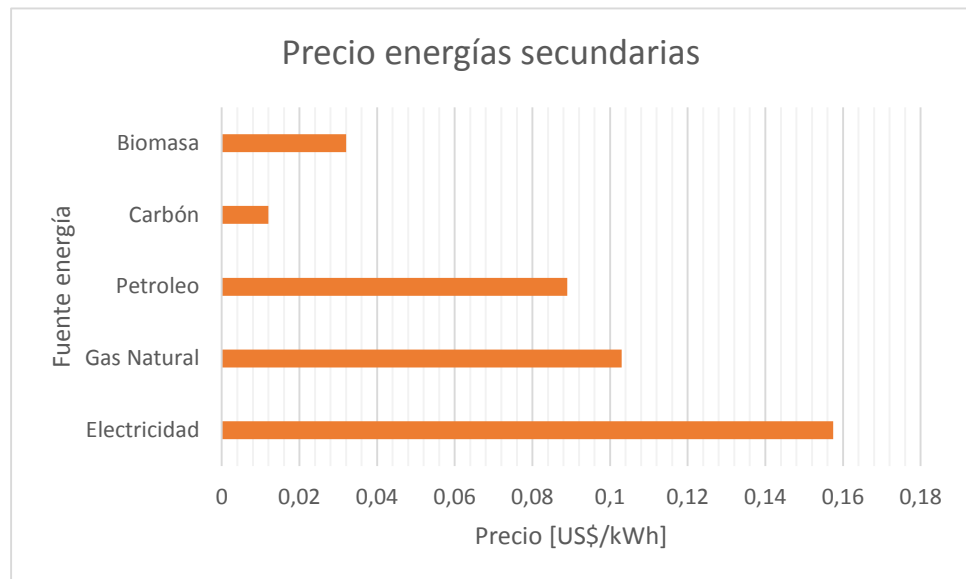


Figura 4.7 Precio de energía por fuente, Fuente: Proyecto Appsol 2013

4.4.3 Espacios disponibles

Uno de los factores más determinantes para la instalación de SSTs, es el espacio disponible que haya para el campo de colectores, el volumen de acumulación y la sala de máquinas. El más restrictivo de los espacios, es el del campo de colectores, pues requiere de una gran superficie, adecuadamente orientada y libre de sombras.

■ Sombras horizonte. Diagrama Solar

Aparte de las sombras generadas por los propios colectores (que se analizan en detalle en la Sección 4.3.3), es importante considerar las sombras producidas por factores externos, ya sean estas de origen geográfico, u ocasionadas por alguna estructura o edificio aledaño a la instalación, puesto que las mismas, no sólo generan un desaprovechamiento del recurso solar durante las horas que el campo reciba sombra, sino que además pueden significar problemas de operación importantes; como por ejemplo, ocasionales retornos del campo solar a bajas temperaturas, lo que empeora la estratificación en el acumulador.

Una forma de aproximar las pérdidas en horas de sol que generará un obstáculo cercano es a través de un Diagrama solar. Esta herramienta en conjunto con la información geométrica del obstáculo y su disposición respecto al campo solar puede aproximar cuantas horas de sombra generará y en qué épocas del año.

Un diagrama solar muestra las curvas de altura solar para distintos ángulos azimutales, en las diferentes épocas y horas del año.

La Figura 4.8 muestra un diagrama solar de Santiago de Chile²¹.

21. Esta herramienta y otras más se pueden encontrar en <http://solardat.uoregon.edu/SoftwareTools.html>.

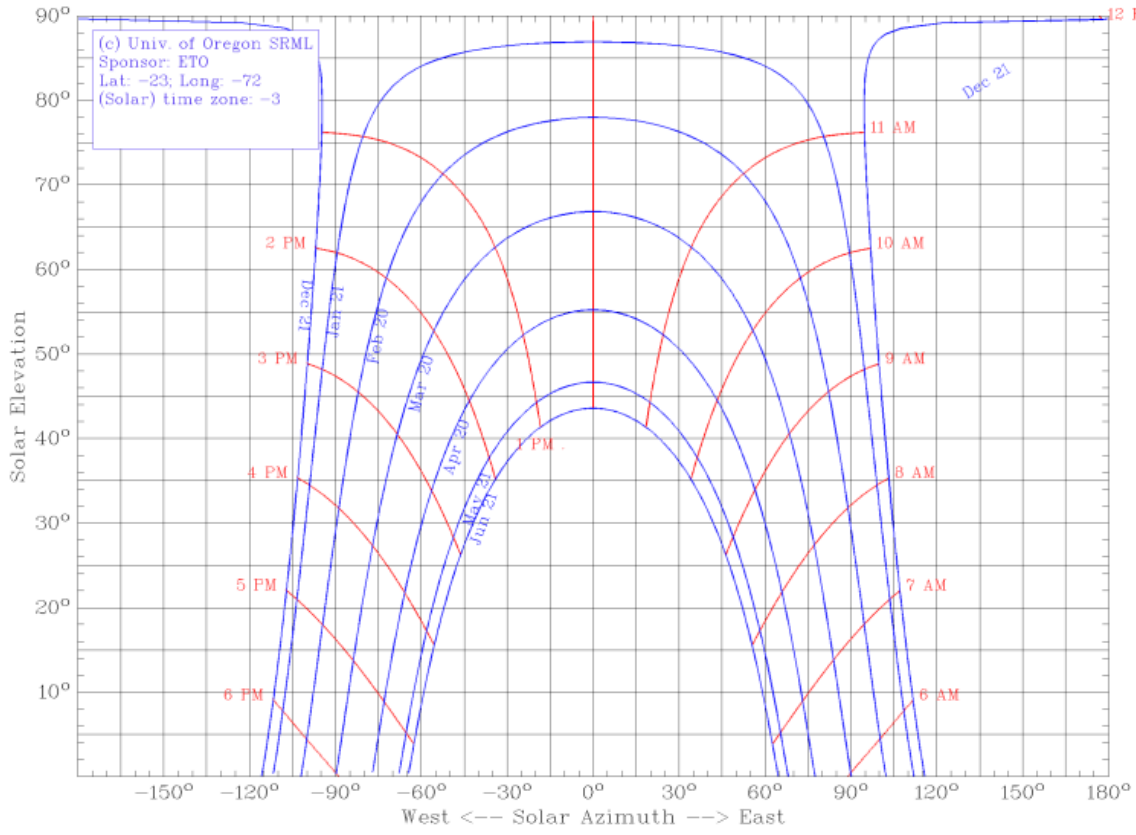


Figura 4.8 Diagrama solar Santiago de Chile, generado por el software de la Universidad de Oregon

Adicionalmente se requiere de la información enunciada en la Figura 4.9, en dónde en el origen se sitúa el campo de colectores y las dimensiones establecidas ayudan a determinar distintas inclinaciones α_i y los distintos ángulos azimutales γ_i , con lo que se determina un área de sombreado dentro del diagrama solar, cómo se puede ver en la Figura 4.10. En dónde la sección oscurecida muestra las horas de sombra que tendrá el campo solar debido al obstáculo.

Se puede ver en el área oscurecida del diagrama, que la sombra comenzará el 20 de Marzo a las 8 p.m y terminará el 21 de Mayo a las 6 p.m. Y no obstaculizará en ningún día el paso de la radiación hasta después de las 8.30 p.m.

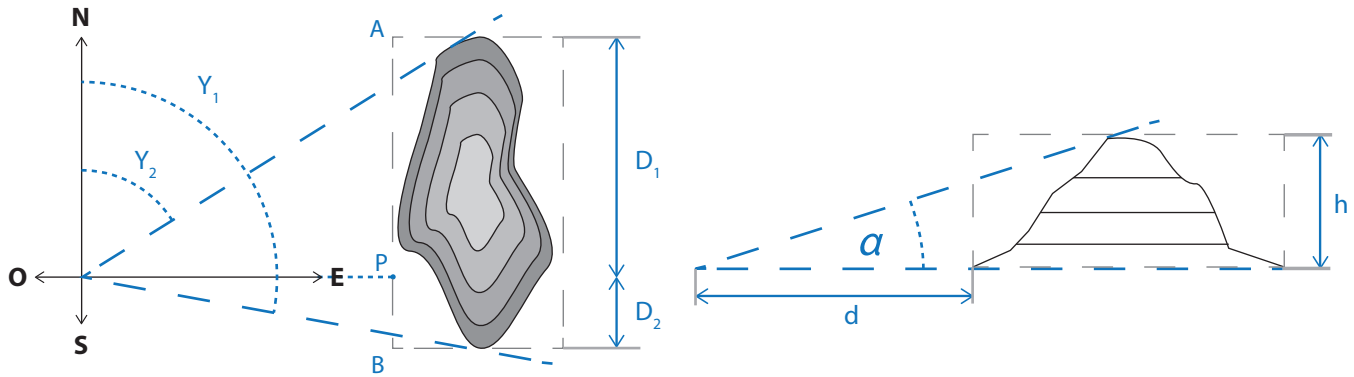


Figura 4.9 Esquema obstáculo generador de sombra

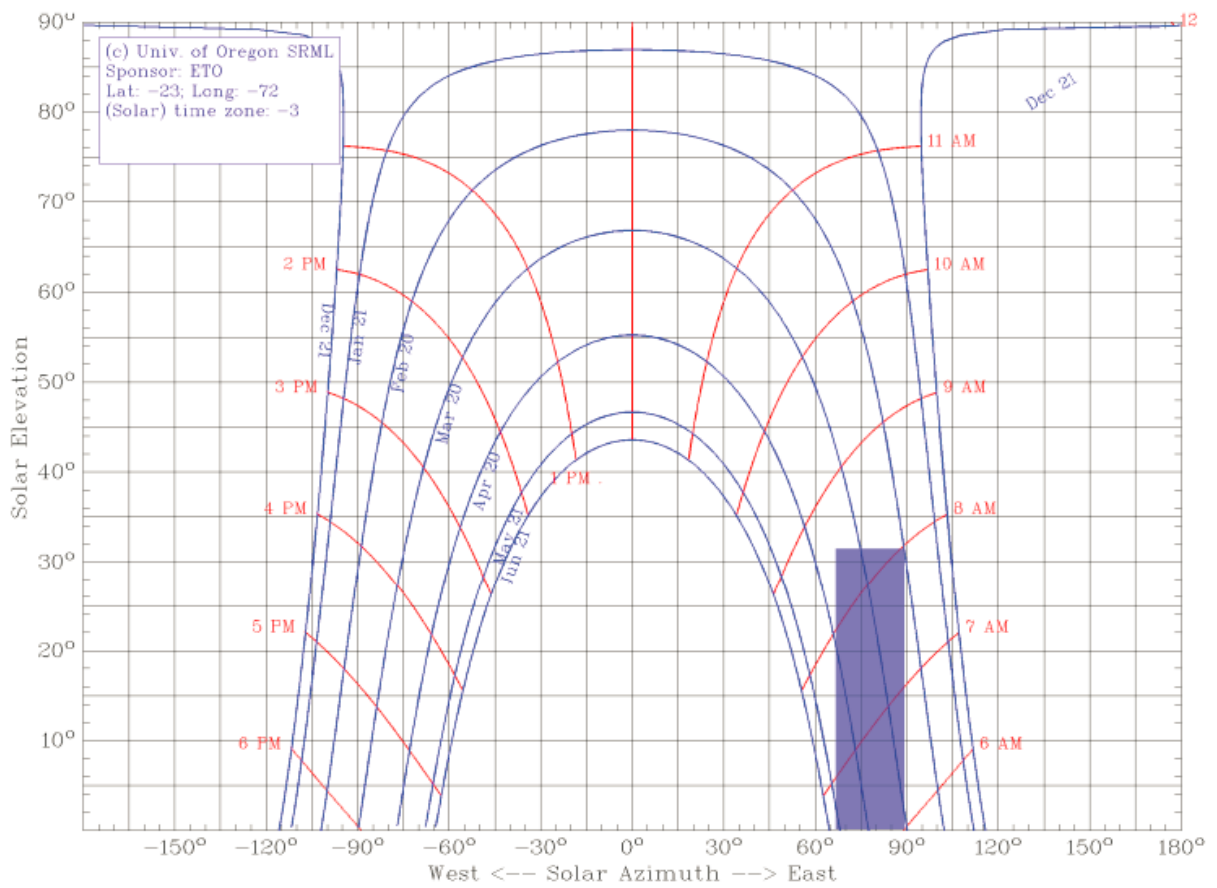


Figura 4.10 Diagrama solar con área oscurecida correspondiente a horas de sombra

- Norte geográfico y magnético

Para orientar los obstáculos en un diagrama solar, así como para orientar correctamente los colectores, es necesario determinar con precisión la localización del norte geográfico en función de la posición del campo solar.

Cuando se utiliza una aguja imantada (una brújula), el Norte que se obtiene es el Norte magnético, lo cual difiere del Norte geográfico. La diferencia entre ambos puntos se conoce como la Declinación magnética δ_m (por convención se toma positivo hacia el este y negativo hacia el oeste).

Existen mapas de declinación magnética, sin embargo como el Norte magnético se mueve a lo largo de los años, se recomienda en su lugar, utilizar herramientas que lo definan para un lugar y fecha determinados. Una alternativa es el software online que construyó la NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration, de Estados Unidos), que está disponible en <http://www.ngdc.noaa.gov/geomag-web/#declination>. Otra alternativa, son los softwares basados en geolocalización satelital (GPS).

- Resistencia estructural de los espacios

Para muchos casos se debe estudiar la resistencia de los materiales y estructuras para ver si estos son adecuados a las sollicitaciones estructurales de los diferentes componentes del sistemas solar; por ejemplo el caso en techados, ver si estos son adecuados de acuerdo al peso y cargas debido al viento generadas por los colectores . En la Sección 4.18 se le presta atención a esta tarea.

- Accesos

Por último verificar no sólo la disponibilidad de espacios sino el acceso a los mismos, verificar en el doble sentido de si se puede acceder los materiales en su interior, para el caso de los acumuladores en la sala de máquinas, como se puede acceder a montarlos y con qué medios, como sería el caso de los colectores en determinadas cubiertas.

4.4.4 Esquema de principio existente

La instalación existente puede limitar el diseño del sistema por lo que previo a esta tarea debe recopilarse la información necesaria en cuanto a condiciones de operación y a materiales existentes se refiere.

4.4.5 Fracción solar

La fracción solar normalmente es un resultado y no una premisa de diseño, pues si el objetivo del diseño y dimensionado es la obtención del sistema que produzca la energía al menor coste posible, el tamaño de la instalación será una variable indiscutible sobre la que se deberá optimizar el cálculo. Sin embargo no está de más que el usuario especifique sus inquietudes al respecto para decidir, llegado el caso, optar o no por la fracción solar óptima o por la del usuario.

4.4.6 Normativa

Como en cualquier instalación térmica, existen normas de obligado cumplimiento que deben respetarse, o en caso contrario, plantear mejoras o justificaciones a las soluciones alternativas. En el apartado se hace mención de las mismas.

4.5 Configuración del Sistema Solar Térmico

La configuración del Sistema Solar Térmico, SST en adelante, óptima es aquella capaz de **generar la máxima cantidad de energía en el subsistema solar y transportarla hasta el punto de conexión con las mínimas pérdidas térmicas** asociadas.

En detalle, este fin se puede desglosar en los siguientes objetivos:

- Transformar la máxima cantidad energía contenida en la radiación solar en energía térmica -> optimizar la eficiencia de generación solar (colectores de alto rendimiento), minimización de temperaturas de trabajo, optimización del caudal de campo.
- Distribuir toda la energía necesaria hasta los puntos de suministro con las mínimas pérdidas exergéticas (temperatura) -> minimizar el uso de intercambiadores y optimizar los aislamientos.
- Disponer del volumen de acumulación solar necesario y suficiente para garantizar el mínimo desaprovechamiento posible -> optimizar dimensionado.
- Optimizar las demandas energéticas -> integración de recuperadores de calor, auditorías energéticas previas.
- Configuración sencilla y a prueba de fallos poka-joke o malfuncionamientos; cuanto más sencilla, mejor. (Esto probablemente llevará también a costes reducidos)
- Prevenir la convección natural (por ejemplo en el periodo de oscuridad) y circulaciones no deseadas.

4.5.1 Puntos de integración de SST

Como se explica en la Figura 2.4, existen básicamente tres puntos en los que se puede hacer la conexión del SST dentro del esquema hidráulico de la industria y que afectan a la configuración de SST elegida:

Serie al equipo de generación auxiliar, como precalentamiento del agua de llenado (circuitos abiertos) o elevación de la temperatura de retorno del proceso (circuitos cerrados)

Paralelo al equipo de generación auxiliar

Directamente al proceso

Si se conecta el SST en serie con el sistema de generación auxiliar, entonces éste último debería incluir un sistema de modulación, que varíe el flujo de combustible o energía eléctrica en base a la temperatura

aportada por el SST. De este modo se maximiza el aporte del campo solar y así mismo el ahorro en combustible.

Tal y como se menciona con anterioridad, la elección del punto de ingreso de la energía solar deberá ir acompañado de la comprobación de que la demanda es la estimada en los cálculos de optimización (y no menor), puesto que el punto de conexión puede limitar la demanda en bornes del sistema solar térmico.

4.5.2 Configuraciones y comportamientos energéticos

Cada configuración tendrá un comportamiento energético distinto, como sugieren la Figura 4.11 y en la Figura 4.12. En donde se puede ver que las pérdidas y la distribución de energías aportadas son distintas dependiendo de la disposición y conexión de los componentes entre sí.

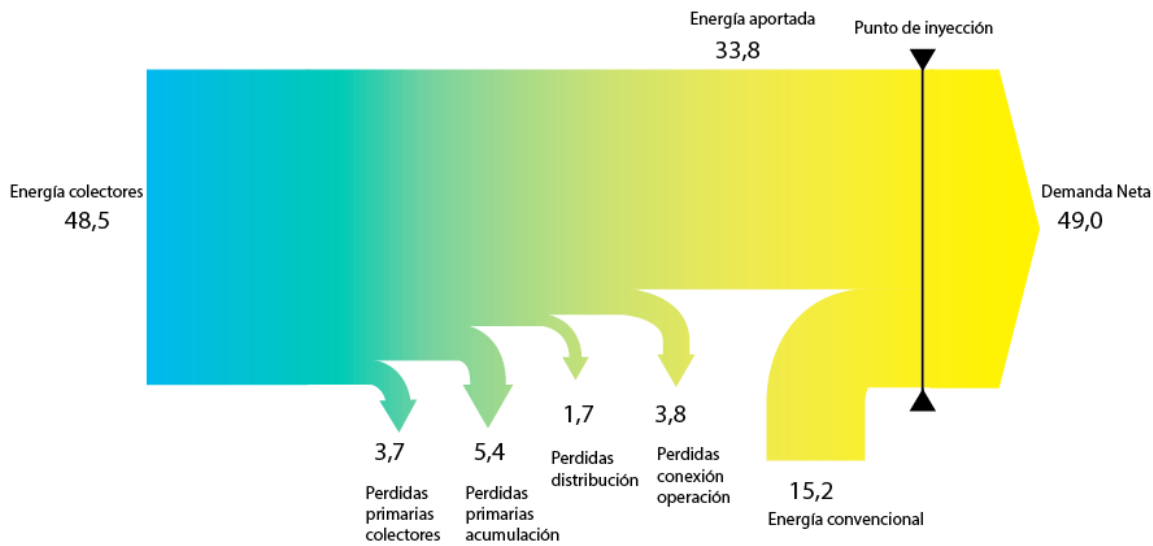


Figura 4.11 Diagrama de flujos térmicos para inyección directa a la operación

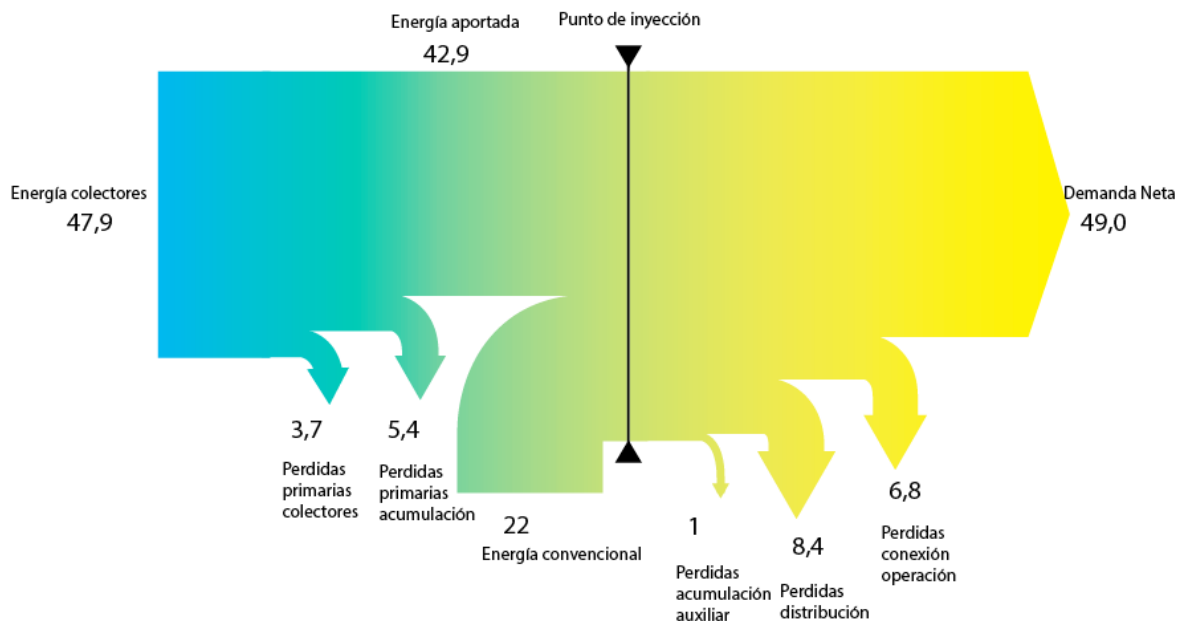


Figura 4.12 Diagrama flujos térmicos para generación auxiliar inyectada al

Tomando como referencia las figuras de los comportamientos energéticos de dos configuraciones distintas (donde varía la integración del auxiliar) de dos sistemas solares de dimensiones idénticas y conectadas a dos demandas energéticas también idénticas:

- En la primera la energía auxiliar es inyectada directamente sobre la operación, esto podría ser por ejemplo una caldera que alimenta la operación paralelamente con el sistema solar.
- Mientras que en la segunda figura, el punto de conexión de la energía auxiliar es a un acumulador auxiliar, donde también aporta calor el auxiliar.

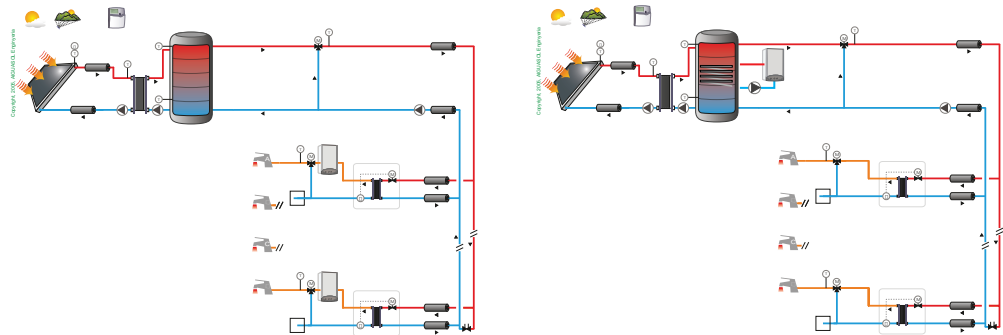


Figura 4.13 Esquemas aproximados a los comportamientos energéticos mostrados en lo diagramas de flujos térmicos anteriores

En los diagramas térmicos se puede ver claramente como:

- La energía solar aportada en el punto de conexión por la segunda configuración es mayor y por consiguiente aparentaría ser el mejor esquema.

Pero antes de sacar conclusiones precipitadas se puede observar cómo:

- La energía producida –por el mismo- campo de colectores es mayor en el primero que en el segundo caso.
- La energía auxiliar consumida para proveer la misma demanda neta es menor también en el primer caso.

La explicación a estas diferencias se observa con claridad en los diagramas de flujos térmicos; pese a una idéntica demanda neta, el primer sistema, en bornes del solar carga con la demanda neta más las pérdidas de la distribución hasta el punto de suministro auxiliar, con lo cual tiene más demanda en sus bornes e incrementa el desempeño, mientras que el segundo aporta en el mismo acumulador que el auxiliar, con lo cual las pérdidas del mismo, así como de la distribución recaen sobre ambos: solar y auxiliar, y los exigible al solar exclusivamente se ve disminuido, y de ahí que su desempeño también.

Es decir en función de la configuración escogida y para una misma demanda neta, se puede alterar el comportamiento del sistema y la única forma de evaluarlo correctamente es modelando en detalle el sistema energético y utilizando simulaciones dinámicas para evaluar su desempeño.

Esto se debe mostrar también en los indicadores, como por ejemplo el cálculo de la fracción solar²². Para el primer caso la fracción solar corresponderá a:

22. Véase Glosario en Capítulo 9

$$\frac{33,8}{(33,8+15,2)}=0,689\cong 69\%$$

Mientras que para el segundo caso será:

$$\frac{42,9}{(42,9+22)}=0,661\cong 0,66\%$$

Es muy importante considerar que el **comportamiento energético del SST quedará determinado una vez que se escoja la configuración y el punto de conexión al circuito hidráulico existente**, puesto que la producción de un sistema solar térmico depende en gran medida de la cantidad de uso que se le dé, es decir, de la demanda que “vea” en sus bornes (en su punto de conexión). Un mismo sistema solar térmico trabajando contra más o menos demanda, entregará más o menos – respectivamente- energía. Al contrario de lo que se podría pensar, a más demanda (más cantidad de caudal a igual temperatura de retorno), más energía, y viceversa.

4.5.3 Otros aspectos a considerar en la elección de la configuración.

4.5.3.1 Grado de centralización

Unos de los criterios a considerar en la elección de una configuración es el grado de centralización. Debe decidirse si cada operación debe tener su propio SST independiente o un SST puede alimentar varias operaciones en conjunto, que es la decisión más común por la reducción de costes cuando se centralizan sistemas. La elección de cuantos sistemas y los puntos de conexión al ciclo existente, está definida principalmente por los siguientes ítems:

- Grado de centralización de generación existente. Es decir, si la industria posee una fuente de calor por operación, o una fuente para varias operaciones (pueden ser generadores o acumuladores).
- Niveles térmicos de la demanda en el punto de conexión.
- Requerimientos de espacio. Los sistemas centralizados suelen utilizar espacios más grandes para la sala de máquinas y a su vez, dichos espacios deben considerar las características de los equipos: alturas, pesos, ventilación necesaria, aislamientos, etc.

Si las limitantes anteriores no existieran, entonces hay dos aspectos principales sobre los cuales poner atención para elegir un esquema que optimice el posterior dimensionado:

- Dispersión de los puntos de consumo que corresponde a la distancia entre operaciones y espacios libres para colectores. Esto es importante para disminuir las pérdidas por transporte. Si el sistema existente es descentralizado entonces cada SST puede estar más cerca de su punto de consumo.
- Concentración de los consumos, como la potencia de consumo que requieran las diferentes operaciones.

- **Convección natural:** La circulación del fluido ocurre debido al gradiente térmico en el circuito, no considera equipos de impulsión. Como las bombas tienen una corriente parásita y un costo adicional, para sistemas con dimensiones pequeñas, puede ser una forma de reducir la inversión. Para ciertos rangos de flujos volumétricos y temperaturas, la convección natural puede ser tan eficiente como la forzada.
- **Circulación forzada:** El sistema utiliza equipos de impulsión en circuito primario y secundario para hacer circular el fluido. Dado que la convección forzada significa un aumento en el intercambio térmico de los sistemas en general (para caudales y temperaturas intermedias), la utilización de bombas es lo más común para incrementar el rendimiento térmico del sistema. Usualmente, el costo asociado se paga con creces con el aumento de eficiencia. Es estrictamente necesario que se utilice circulación forzada para sistemas con campo de colectores sobre 10 m² de superficie.

4.5.3.3 Sistema de intercambio

Una de las decisiones importantes en el esquema es si el SST hará su aporte de forma directa o indirecta.

- **Directo:** No considera intercambio. El fluido de trabajo del circuito primario es el mismo que luego se utiliza en la operación. Este sistema tiene la ventaja de que considera un ítem menos de pérdidas térmicas (el del intercambiador), lo cual significa un aumento en el rendimiento general del sistema. Sin embargo, suele ocurrir que si el fluido de trabajo es agua y viene directamente de la red, el circuito (único para este caso) presente mayor concentración de deposiciones calcáreas y corrosión. Si el fluido de trabajo es agua de red, entonces este tipo de sistema no considera mecanismo de llenado.
- **Indirecto:** Utiliza uno o más intercambiadores para traspasar el calor entre los circuitos primario y secundario. Esto permite que los sistemas no estén en contacto. Si bien un intercambiador significa más pérdidas térmicas, este tipo de sistemas tiene la ventaja de que permite operar con un fluido de trabajo que presente una mejor capacidad calorífica, con lo cual podría aumentar también el rendimiento del sistema.

Además, en sistemas que podrían sufrir de congelación, es la única forma de reciclar el líquido anticongelante y para instalaciones sanitarias permite que sólo el circuito secundario considere tuberías y componentes de acuerdo a la norma correspondiente. Adicionalmente permite que las presiones de trabajo de ambos circuitos sean independientes. Este tipo de sistemas debe considerar un mecanismo de llenado.

Por último, el uso de interacumuladores sólo tiene sentido hasta sistemas con 10 m² de colectores, puesto que el área de intercambio este tipo de tecnología no es suficiente para transmitir la potencia generada en el campo.

4.5.4 Esquema de principio

Un esquema de principio es la representación gráfica de la configuración hidráulica escogida, incorpora todos los criterios y componentes considerados en la definición de la configuración del SST y su interacción.

Es importante que la incorporación de los componentes tenga como principal criterio simplificar la operación, minimizar el número de componentes adicionales (válvulas, sensores, controladores, etc.) y maximizar la confiabilidad y seguridad de las instalaciones.

Para hacer el esquema, se suele utilizar una simbología característica, en cuanto a las válvulas, sensores y controladores, propia de cualquier P&ID (Piping & Instrumentation Diagram).






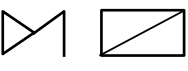



	Equipo de circulación
	Vaso de expansión
	Caudalímetro
	Válvula de corte
	Válvula de seguridad
	Válvula antirretorno
	Válvula de 3 vías (mezcladora o diversora)
	Termómetro
	Manómetro

Figura 4.14 Simbología P&ID

El circuito primario, además de colectores, acumulación se debería completar con tuberías y, como mínimo, los siguientes componentes:

- Un sistema de protección con válvula de seguridad y vaso de expansión.
- Una bomba de circulación (para circuitos forzados) que incorpore un filtro a su entrada y una antirretorno a la salida, encapsuladas por dos válvulas de corte y de elementos antivibradores para potencia elevadas.
- Una válvula de retención (en caso de que no haya drainback).
- Un sistema de llenado y vaciado.
- Un sistema de purga manual.

- Un manómetro y un termómetro o sonda de temperatura para el acumulador.
- Dos termómetros para controlar las temperaturas de entrada y salida del campo solar.
- Dos válvulas de corte que independiza el circuito primario del secundario.
- Una válvula de seguridad en el acumulador y otra por cada batería independiente (sectorizada por válvulas de corte) de colectores.

A su vez, en el circuito de consumo, deberían considerarse mínimamente los siguientes componentes:

- Una válvula de retención y válvula de corte en la entrada de agua fría
- Una válvula de seguridad y un vaso de expansi
- Un sistema de vaciado del acumulador

Existen varios otros tipos de esquemas, sin embargo se recalca la importancia de tratar de mantener el sistema lo más simple posible sin dejar de considerar las componentes necesarias para asegurar el óptimo funcionamiento de las instalaciones. Y se recomienda también utilizar esquemas que ya estén probados en cuanto a su eficiencia, facilidad de operación y casuística relativa a las diferentes condiciones de trabajo posibles.

4.5.4.1 Aspectos a considerar en los esquemas de principio

Existen una serie de cuestiones a tener en consideración de forma genérica en el planteamiento de detalle de un esquema de principio simple, adaptable, funcional y eficiente.

- Diseñar el esquema para ampliaciones futuras. La elección del punto de conexión prevea la facilidad de posibles ampliaciones o adaptaciones futuras.
- Desacoplar circuitos hidráulicos. Vigilar el acoplamiento hidráulico de circuitos que provocan números recirculaciones innecesarias e indeseadas.

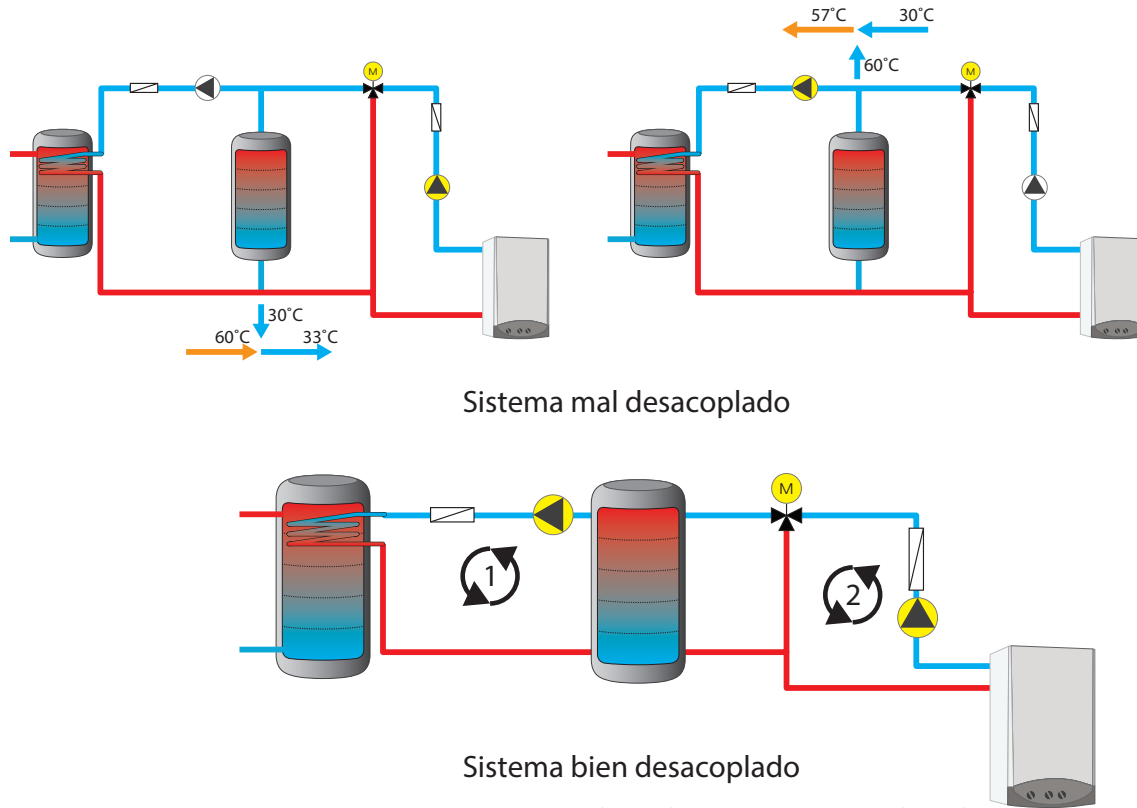


Figura 4.15 Conexión entre circuitos; mal desacoplados (arriba) y bien desacoplados (abajo)

- Lo anterior es aplicable en los sistemas de producción auxiliar con equipos de recirculación, uno para primario y otro para secundario, donde deberá instalarse un sistema (compensador hidráulico) que evite el acoplamiento hidráulico entre circuitos.
- En los circuitos en paralelo deberán equilibrarse los diferentes ramales para asegurar que circula el caudal de diseño. Esto merece una especial atención en campo de colectores, donde probablemente se arreglará de acuerdo a una agrupación serie –paralelo de diferentes unidades de captación.
- Cada sistema de generación deberá llevar su sistema de seguridad y expansión independiente. Conviene no agruparlos por cuestiones de seguridad y de mantenimiento.
- Conviene prestar atención a las purgas de aire y a los drenajes en las partes bajas de la instalación.
- En la línea de la recirculaciones imprevistas: evitar la recirculación nocturna, sobretodo de los primarios solares, donde la diferencia de cota entre colectores y acumulación sumado a la diferencia de temperatura entre unos y otros, puede vencer las pérdidas de carga y hacer mover un ligero caudal que nos provoque unas pérdidas nada despreciables.
- Poner válvulas mezcladoras en aquellos puntos que no puedan soportar las máximas temperaturas acumuladas del sistema solar; o prever sistemas de enfriamiento. Usar las mismas para ajustar las temperaturas de distribución respecto las de generación y así reducir pérdidas térmicas.

- Incrementar la duración de la operación del generador auxiliar mediante la incorporación de la acumulación necesaria.
- Proliferar la instalación de bombas con regulación electrónicas en aquellos circuitos a caudal variable

4.5.4.2 Integración en el proceso Industrial

Independiente del punto en que el SST se conecte a la industria, se debe tener consideración un par de aspectos, el primero, es que es altamente recomendable que el SST tenga la opción de aislarse térmica e hidráulicamente de la industria.

La segunda consideración tiene que ver con la temperatura de conexión del SST. Si la industria tiene alguna limitación, ya sea porque un proceso tiene una temperatura determinada de operación o porque algún componente sea sensible a la temperatura, entonces se debería considerar la opción de situar una válvula de mezcla que limite la temperatura en el punto de conexión.

4.6 Selección de tecnología solar

A partir de este punto ya se cuenta con suficiente información para acotar las tecnologías posibles a utilizar por el SST, puesto que conocemos las demandas térmicas (y sus temperaturas de trabajo), conocemos la disponibilidad del recurso (y si contamos o no con la posibilidad de radiación directa) y conocemos los espacios disponibles a los efectos de poder plantear correctamente las diferentes tecnologías.

4.6.1 Selección de tecnología de colectores

A partir de los rangos térmicos establecidos por la demanda y el punto de conexión, y costes específicos de cada tecnología, se puede seleccionar la más apropiada para el proyecto en función de su rendimiento. Es decir, la selección del tipo de colectores debe perseguir la eficiencia y la rentabilidad.

En términos generales se podría afirmar que el **colector térmico óptimo es aquel que produce la mayor cantidad de energía al menor coste de inversión y mantenimiento durante su vida útil.**

Para ello conviene, por un lado, conocer detalladamente los productos: los materiales de los cuales están hechos, las limitaciones o ventajas constructivas y de diseño que aportan (subestructuras de fijación, fluidos caloportadores, posibilidad de interconexión de campo o solar, etc.) y posibilidades de operación en función de las exigencias de la instalación que se esté diseñando (temperatura y presión máxima, temperatura de estancamiento posibilidad de drainback, etc.).

Y por otro lado, también conviene analizar la curva de rendimiento a la temperatura prevista de trabajo (o mejor aún, realizar una simulación dinámica detallada del sistema energético con los diferentes alternativas

de colector solar] y validar cual produce más energía a menor coste de inversión.

A modo de ejemplo, si se tiene un proceso industrial al que hemos de hacer trabajar los colectores solares a una temperatura media de 50°C, bajo unas condiciones estándar de 1000 W/m² y una temperatura ambiente de 20°C, las eficiencias, sacadas de los ejemplos de tecnología expuestos anteriormente, son:

Tabla 4.1 Eficiencias de colectores a 50°C

	UFPC	FPC	ETC	CPC	PTC	LFC
Eficiencia	0,39	0,69	0,62	0,70	0,48	0,33

Con esta información se sabe que el CPC es el colector más eficiente, pues tiene el mayor rendimiento a la temperatura dada, luego el FPC es un poco menos eficiente, y el ETC le sigue no demasiado lejos. Por otro lado, sin embargo, se tiene que los precios de inversión y mantenimiento, que para un área de colectores de 1000 m², podrían ser (a modo de ejemplo) los que muestra la Tabla 4.2.

Tabla 4.2 Valores económicos de colectores, para 1000 m²

	UFPC	FPC	ETC	CPC	PTC	LFC
Inversión \$USD/m ²	478	556	1017	642	977	1082
Mantenimiento \$USD/m ² año	15,14	15,14	22,71	22,71	30,28	27,25

En conjunto, las dos tablas se pueden resumir en la Tabla 4.3, que muestra cual sería la relación entre eficiencia y costo de inversión y mantenimiento.

Tabla 4.3 Valores de eficiencia económica de colectores, para 1000 m²

	UFPC	FPC	ETC	CPC	PTC	LFC
Eficiencia normalizada por costo de inversión	0,00098	0,0012	0,00061	0,0010	0,0007	0,00054
Eficiencia normalizada por costo de mantenimiento	0,025	0,045	0,027	0,0308	0,015	0,012

Con estos resultados, se puede estimar que, para este ejemplo (¡no tiene porqué ser siempre así!) la tecnología cuya eficiencia tiene el costo relativo más bajo es la de los colectores FPC. Sin embargo, este análisis se ha realizado en estacionario, en unas condiciones de radiación y temperatura estándar, mientras que la mayoría de los procesos térmicos que intervienen en un sistema solar térmico son transitorios, lo que haría más apropiado la **evaluación energética mediante una simulación dinámica** para apreciarlo correctamente.

4.6.2 Tecnología de acumulación

Es importante recalcar la importancia que tiene un acumulador en el funcionamiento de un SST, tanto así, que se debe considerar el escenario en que es necesario y aquel que prescinde de acumulación. No todos los SST llevan acumulación y este puede significar una inversión que varíe considerablemente los indicadores económicos.

Para el escenario que considera volumen de acumulación, la selección o diseño de un acumulador debería considerar lo siguiente:

- Tratamiento interno de materiales en contacto con agua (por ejemplo para el caso de agua sanitaria, en caso de que lo sea) o de otras consideraciones sobre el fluido de acumulación, como podría ser alguna sustancia corrosiva o aguas demasiado duras.
- Resistencia del circuito hidráulico donde debe ser integrado (máxima presión y temperatura). Esto es sumamente relevante, ya que si los materiales que estarán en contacto con el circuito primario y secundario no soportan las condiciones de trabajo, deberá replantearse la utilización de dicho acumulador o la incorporación de intercambiadores que los separen.
- Forma, tamaño y disposición del depósito. Verificar el tamaño de los accesos para su ubicación definitiva. No sólo se debe verificar que exista la instalación que contenga las propiedades mecánicas y de aislación necesarias para el caso, sino que además se debe tener en consideración como se instalará permanentemente el acumulador en ese lugar determinado. Esto tiene particular importancia para el caso en que se sitúe en lugares de difícil acceso, como techumbres o salas con accesos pequeños.
- Aislamiento y su protección para evitar pérdidas de calor.
- Situación de conexiones de entrada y salida. Se recomienda que las entradas del fluido frío sea por su parte inferior y que las de agua caliente sean por la parte superior. Adicionalmente el fondo inferior del acumulador debe reservarse para el vaciado y el fondo superior para la purga de aire.
- Por último, las entradas y salidas deben coincidir con la configuración establecida (ver Sección anterior), y adicionalmente debería considerar espacio para la instalación de sensores, si no los trae incorporados.
- En caso de que se aproveche un acumulador auxiliar existente o se proponga un sistema con una acumulación mixta solar-auxiliar se deberá respetar una zonificación para cada una de ellas a fin de evitar del aporte auxiliar perjudique el rendimiento del subsistema de generación solar
- Se recomienda que los diámetros de entrada sean de mayor sección, puesto que así se reduce la velocidad de entrada y la posibilidad de mezcla. Para disminuir más la posibilidad de mezcla, se recomienda el uso de difusores y deflectores en la entrada de fluido frío.
- El nivel y sistema de estratificación. En particular para instalaciones que requieran el uso de temperaturas o fracciones solares más

elevadas, el uso de acumuladores con una buena estratificación puede mejorar el rendimiento del sistema considerablemente.

- Una buena estratificación favorecen que se reduzca la energía necesaria para llegar a la temperatura deseada en consumo a la par que retornan la mínima temperatura a los colectores solares (incrementando así su rendimiento). Los acumuladores de posición vertical favorecen la estratificación, y existe una serie de estructuras internas y externas que mejoran aún más este comportamiento (ver Capítulo 3).
- El nivel de aislación debería estar establecido en relación a la norma (ver Sección 3.2.1) y debería considerar las protecciones que vayan al caso, según si está instalado en interior o exterior.
- Los acumuladores de agua caliente presurizados comerciales disponibles catálogo oscilan entre 1-10 m³, cualquier volumen superior a ese número deberá ser a fabricado a medida.
- Para volúmenes más grandes y hasta unos 50 m³ se proponen dos soluciones: la primera, interconectar acumuladores en serie – paralelo hasta alcanzar el volumen deseado. La segunda solicitar un acumulador a medida. Volúmenes más grandes son difícilmente transportables, por lo que debería optarse por otra tecnología o fabricarlo in situ.
- Si el volumen de acumulación es muy elevado (por ejemplo más de 50 m³) debemos plantearnos la idoneidad de que sea presurizado, puesto que el diferencial de costes de un acumulador atmosférico a uno presurizado es considerable. La elección de un acumulador atmosférico, nos obligaría, en aquellos circuitos presurizados, a independizarlo del mismo mediante intercambiadores o llenados controlados y represurización (y los consumos parasitarios asociados) para reinyección al circuito hidráulico presurizado. Es una alternativa que complica el sistema pero que llegado el caso, debería plantearse.
- Es relevante que los materiales aislantes sean los adecuados de acuerdo a si será instalado en interior o exterior.
- Si el volumen del acumulador es demasiado grande para el espacio disponible entonces es conveniente hacer el análisis técnico económico de utilizar acumulación latente (con cambio de fase).
- Si en cualquier caso fuera demasiado grande, entonces es conveniente hacer el análisis técnico económico de utilizar acumuladores estacionales.

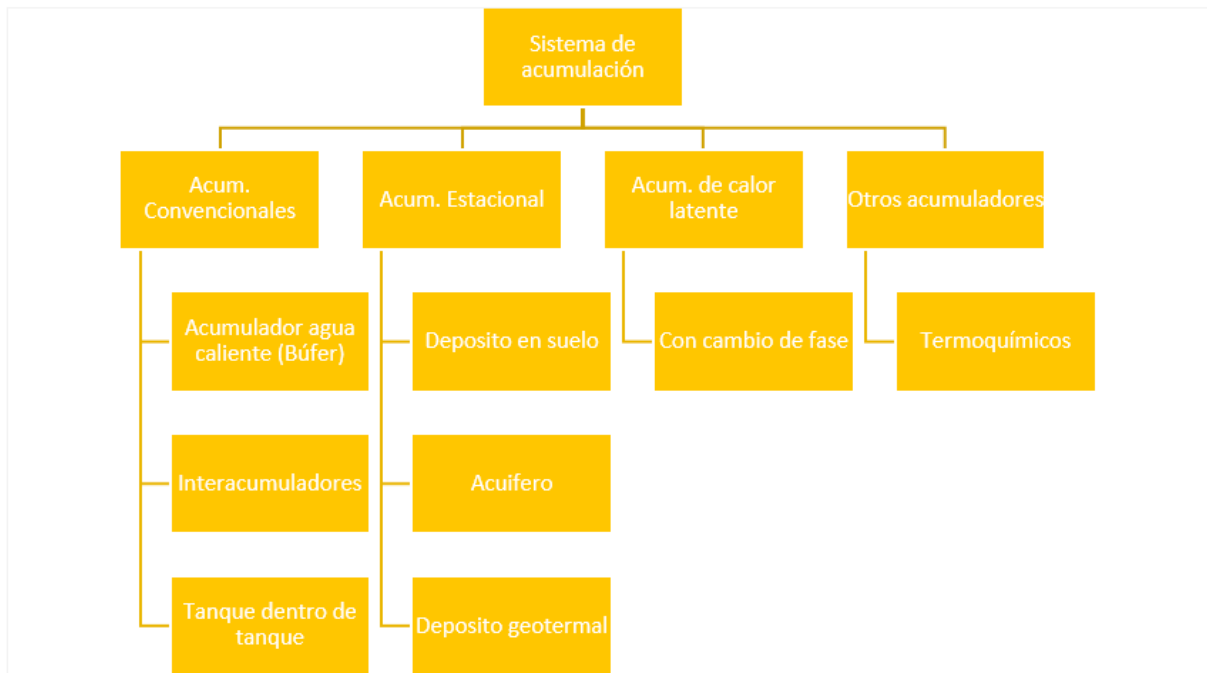


Figura 4.16 Tipos de acumuladores y sus categorías

4.6.2.1 Acumulación estacional

La acumulación estacional es un término que refiere a sistemas de acumulación de grandes volúmenes (del orden de miles de metros cúbicos), utilizados en algunos sistemas térmicos como acumuladores estacionales, de aquí su nombre.

Se ilustra aquí dentro del capítulo de diseño de SST por la posibilidad en el caso de grandes volúmenes. Existen principalmente 4 tipologías:

- TTES, (de sus siglas en inglés Tank Thermal Energy Storage), tanque acumulador de agua semienterrado construido en obra civil.
- PTES, (de sus siglas en inglés Pit thermal energy storage), acumulador excavado a modo de piscina, con o sin aislamiento y con acumulación en agua, otro material o combinada.
- BTES, (de sus siglas en inglés Borehole thermal energy storage), acumulador mediante intercambiador geotérmico.
- ATES, (de sus siglas en inglés Aquifer thermal energy storage), acumulador en acuífero (en caso que se disponga).

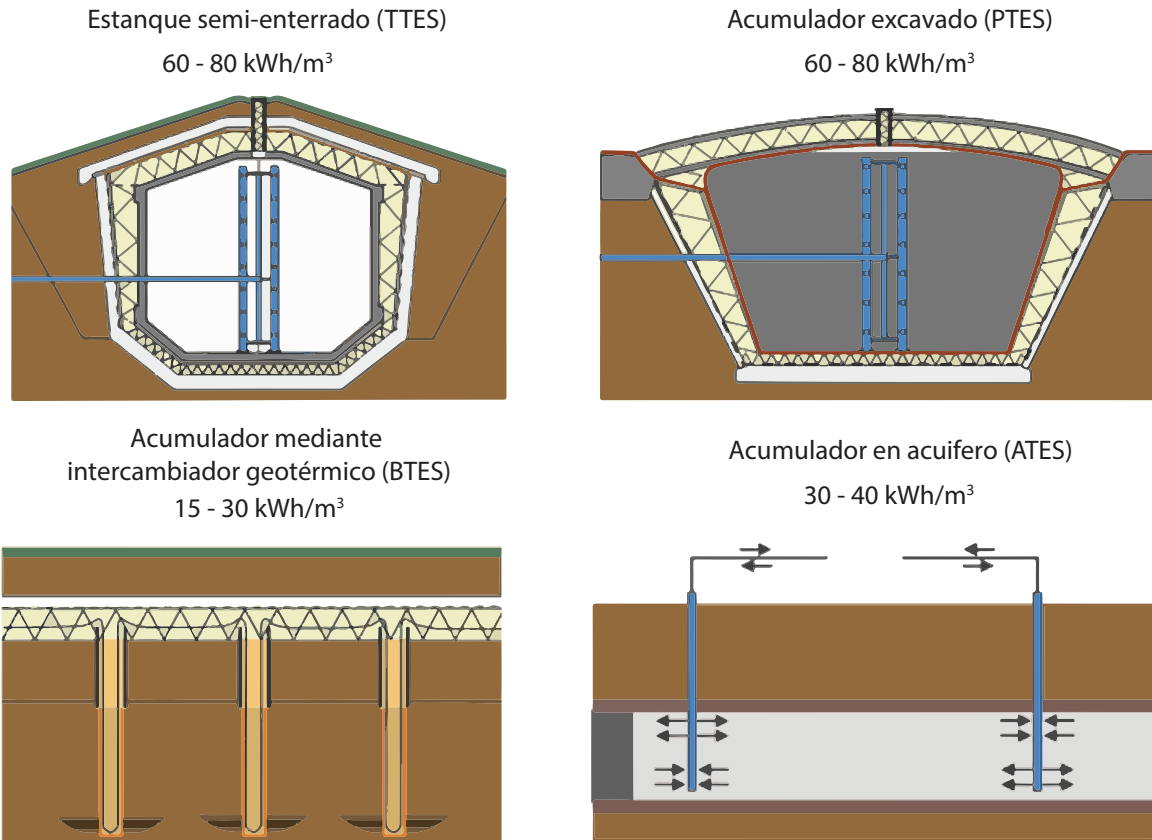


Figura 4.17 Tipologías de acumulación estacional. Fuente: SOLITES

La ventaja de los acumuladores estacionales es que el coste específico se reduce drásticamente. Si los acumuladores de agua presurizados convencionales pueden costar entre 1500 y 5000 US\$/m³ (1000 y 3000 €/m³ aprox.) los acumuladores estacionales pueden llegar a costar un orden de magnitud menos, del orden de 450 US\$/m³ para 1000 m³.

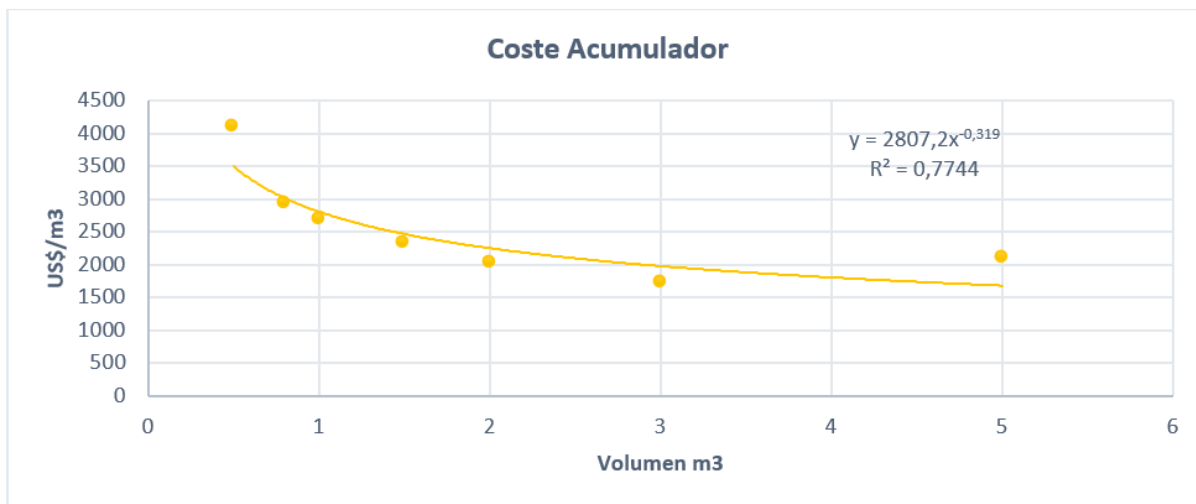


Figura 4.18 Coste acumuladores presurizados en relación a su volumen

Costo de inversión para sistemas de acumulación estacional

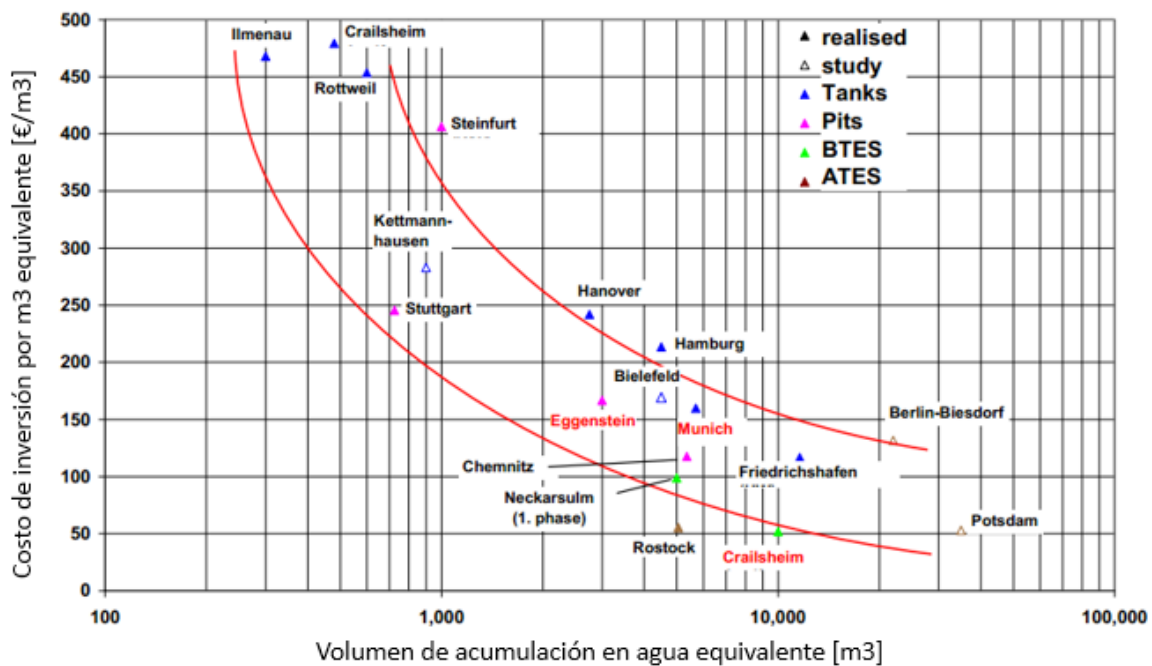


Figura 4.19 Costes específicos para diferentes acumuladores estacionales. Fuentes SOLITES

Los acumuladores estacionales pueden integrarse bien en el medio, muestra de ello la siguiente solución paisajística.



Figura 4.20 Acumulador estacional tipo TTES de 5700 m3 en Múnich. Fuente SOLITES

4.6.2.2 Acumulación en cambio de fase

La acumulación mediante cambio de fase de un material tiene la particularidad de realizarse a una temperatura constante de carga y descarga, lo que implica que el rendimiento del sistema, a altas fracciones solares, no se ve perjudicado por el incremento de temperatura del sistema. Además la densidad energética es más elevada que en los acumuladores sensibles.

En general la selección de acumuladores determinará en gran medida lo siguientes ítems:

- Las dimensiones de la sala de máquinas
- Las pérdidas debido a la acumulación

4.7 Condiciones de operación y seguridad

En el diseño de los SST es de suma importancia el conocer las condiciones de operación de todos y cada uno de los circuitos, los existentes y los nuevos que se proyectan.

4.7.1 Presión

La principal diferencia entre las instalaciones térmicas convencionales y las instalaciones solares térmicas es la gran variedad de condiciones en las que opera.

Temperatura y presión son variables y responden a un comportamiento dinámico: incrementos de temperatura llevan, en sistemas de expansión de volumen constante, a ineludibles incrementos de presión en el sistema, con lo cual en los circuitos hidráulicos se suceden una continua transición desde unas condiciones a otras y los diferentes subsistemas deben, por lo tanto, diseñarse para trabajar en todas ellas.

No suficiente con esta variedad de condiciones, a consecuencia de la mejora de rendimiento de los colectores y la limitación de presiones en los circuitos por los materiales, no es descartable que al alcanzar estos elementos de generación solar sus temperaturas máximas, se produzca un cambio de estado en el fluido contenido en los mismos (de líquido a gas), por lo que hay que tomar especial precaución en el diseño del mismo, puesto que la evaporación del campo de colectores no es un proceso paulatino, sino al contrario, se trata de un proceso súbito y contundente que requiere de un diseño apropiado, un dimensionado preciso de los diferentes equipos y una elección adecuada de los diferentes materiales.

4.7.1.1 Presión mínima

El primer paso en la determinación de las presiones de trabajo es la presión mínima. Para asegurar que no se forma vapor en los circuitos y para evitar la entrada de aire a los mismos, estos deben mantener siempre una mínima presión de trabajo.

Debe tenerse en cuenta las diferentes alturas a las que está el circuito, por lo que la columna de agua es una variable a introducir en el cálculo.

Para los circuitos del sistema solar, en tanto que formaran parte del diseño del proyectista, se presenta una metodología de decisión de la presión mínima:

- En primer lugar se predeterminará una presión mínima razonable de todos los circuitos. Esta presión viene dada principalmente por la **temperatura máxima de trabajo**²³ del circuito, puesto que si se quiere mantener el fluido en estado líquido (cuestión que no es insignificante si se piensa por ejemplo que los equipos de recirculación están calculados para transportar líquido y que potenciales burbujas de aire o vapor pueden reducir drásticamente la vida útil de los equipos) se debe mantener el circuito en todo momento por encima de la presión de saturación. Por ejemplo, los circuitos de calefacción domésticos trabajan a temperaturas de 80-90°C máximo, por lo que 1,5 bar son suficientes para mantener el circuito en estado líquido.
- En segundo lugar, se verificará la columna de agua y la presión en las diferentes alturas del circuito para asegurar la presión mínima en cualquier punto del circuito en las condiciones más desfavorables.

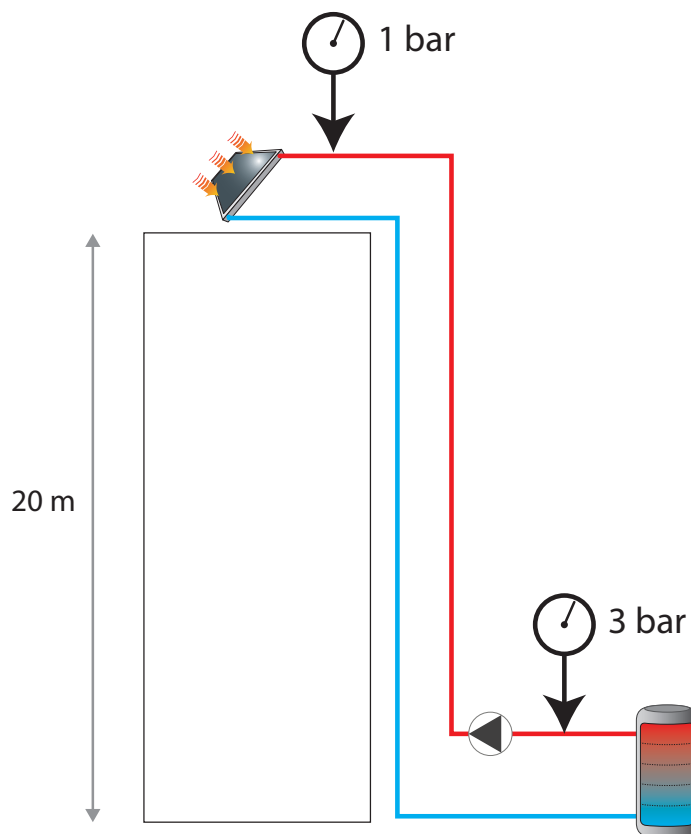


Figura 4.21 Esquema de cambio de presión en relación a altura de componentes

23. Para circuitos con agua se muestra la curva de la presión de vapor (o saturación), en presión absoluta, que puede ayudar a determinar la presión máxima del circuito para mantener el agua en estado líquido. Por ejemplo para mantener en estado líquido en agua a 200°C se requeriría una presión superior a 15 bar.

4.7.1.2 Presión máxima

Los circuitos hidráulicos se deben diseñar para soportar las máximas presiones, esto es, se tiene que verificar que todos los materiales del circuito estén homologados para ello y proyectar un diseño que los proteja de presiones superiores a las máximas. Para ello se debe contar con válvulas de seguridad, taradas a la presión máxima, que se abran en caso de superar dichas condiciones.

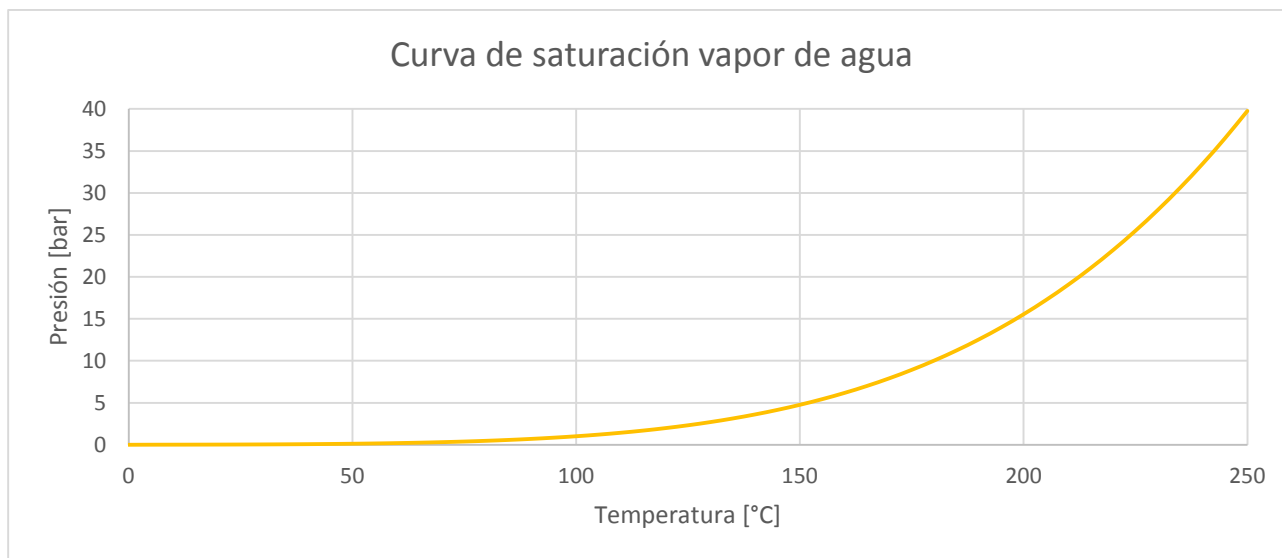


Figura 4.22 Presión de saturación para temperatura de agua

Para los circuitos del sistema solar, en tanto que formaran parte del diseño del proyectista, se presenta una metodología iterativa de decisión de las presiones máximas:

- En primer lugar se predeterminará una presión máxima que será superior a la presión mínima previamente establecida. Esta presión viene dada por las condiciones de homologación de los materiales existentes. Existen materiales para un amplio rango de presiones, pero la hidráulica convencional de los sistemas térmicos de baja temperatura normalmente es para PN6 o PN10. Después existen también para PN16, PN25 o PN40, pero al ser materiales que soportan mayores presiones, bien para mantener un estado líquido de agua a temperaturas mayores, bien porque los circuitos requieren de esta presurización por otras circunstancias, es evidente que también significan un mayor coste, con lo cual interesa mantenerse, si es posible, en el rango de presión menos exigente.

Por ejemplo, los circuitos de SST de baja temperatura trabajan a temperaturas de 80-90°C máximo, por lo que 1,5 bar son suficientes para mantener el circuito en estado líquido y por consiguiente materiales de PN3 o PN6 son suficientes.

Por el contrario circuitos de ACS, presurizados por la red de distribución de la compañía de aguas, normalmente distribuye entre 1 y 3 bar, lo que exige materiales de PN6 o PN10.

- Se revisará que todos y cada uno de los equipos y accesorios del circuito soporten esa presión. En caso que no sea así, bien se optará por otro equipo que sí la soporte o bien por modificar la presión máxima admisible. Se preverá la instalación de válvulas de seguridad a dicha presión máxima.
- Se diseñará el vaso de expansión para que las máximas condiciones de funcionamiento de la instalación estén un 10% por debajo de ese valor máximo (con un mínimo 0,5 bar).
- Si el vaso es demasiado grande se puede optar por incrementar la presión máxima de los materiales y repetir el proceso.

Para los circuitos existentes – debe tenerse en mente que el sistema solar se conectará probablemente a uno existente- la presión máxima vendrá determinada por las condiciones de diseño preestablecidas en los mismos.

4.7.2 Temperatura

Como se comenta anteriormente, la principal diferencia entre las instalaciones térmicas convencionales y las instalaciones solares térmicas es la gran variedad de condiciones en las que opera, y la temperatura es una de las variables con un rango más amplio en algunos circuitos, concretamente en el primario de colectores.

4.7.2.1 Temperatura mínima

Las mínimas temperaturas de cada uno de los circuitos se definirán, en general, a partir de las condiciones ambientales exteriores y de las temperaturas mínimas de proceso.

Para el circuito de los colectores del subsistema de generación solar, la temperatura mínima será la equivalente al equilibrio del colector en las condiciones de temperatura mínima ambiental, expuesto a la temperatura de cielo una noche despejada. Esta temperatura es inferior a la ambiente por lo que debe tenerse en consideración a los efectos de los sistemas de protección anti-heladas.

Las temperaturas mínimas de los circuitos condicionaran bien los fluidos de trabajo de los mismos o bien los sistemas de protección para evitar las consecuencias del posible cambio de fase. En caso del agua como fluido caloportador, su cambio de estado de líquido a sólido lleva al inconveniente del incremento del volumen, lo que conlleva a las cotidianas roturas de tuberías en invierno.

En el apartado 4.7.4 se detalla la metodología de gestión contra las heladas.

4.7.2.2 Temperatura máxima

La temperatura máxima de los circuitos se determina a partir de las temperaturas máximas de operación del componente generador, condicionado a los sistemas de regulación que las pueden, o no, limitar. En los sistemas solares térmicos se puede definir dos temperaturas máximas:

- **Temperatura máxima de operación** es la temperatura máxima en condiciones de operación, y por tanto inferior a la de estancamiento, para la que deben estar diseñados –como mínimo– todos los componentes del circuito primario.
- **Temperatura de estancamiento:** es la temperatura de equilibrio en condiciones de estancamiento del campo de colectores. Es la temperatura de equilibrio que alcanzan los colectores en condiciones de máxima radiación y temperatura. (En los ensayos según EN ISO 9806:2013 se calcula para 1000 W/m² y 30°C, pero debería recalcularse en función de la irradiancia máxima del lugar²⁴). **Es la temperatura que deben soportar los colectores y el resto de equipos y accesorios del circuito que estén por encima del nivel de la parte inferior de los colectores.**

En el resto de circuitos la temperatura máxima será la determinada por la condiciones de operación del sistema.

4.7.2.3 Cambio de estado.

Debido a la mejora de rendimiento de los colectores, y la limitación de presiones en los circuitos, no es descartable que en alcanzar estos elementos de generación solar sus temperaturas máximas, se produzca un cambio de estado en el fluido contenido en los mismos, por lo que hay que tomar especial precaución en el diseño de este circuito. A continuación se aborda esta problemática.

4.7.3 Sobrecalentamiento y gestión del Estancamiento

El **sobrecalentamiento** se entiende como la situación en que un circuito supera la temperatura máxima de operación. Cuando esta situación se prolonga un determinado tiempo, junto con otras circunstancias, en el circuito de los colectores puede llegarse al estancamiento.

El **estancamiento** es un fenómeno que se produce cuando que el caudal que circula a través de los colectores se ve interrumpido y la radiación solar sigue siendo absorbida, sobrecalentándose también así el fluido contenido en el mismo, hasta que la **energía absorbida por el colector iguala la energía perdida por el mismo**, que es cuando se alcanza el punto de estancamiento.

Normalmente el sobrecalentamiento y posterior estancamiento de los circuitos hidráulicos es una situación anómala y extraña; sin embargo en los circuitos primarios de los colectores es más frecuente de lo que se reconoce públicamente.

24. La temperatura que se alcanza cuando la eficiencia de los colectores se hace nula, corresponde a la temperatura de estancamiento. Y se puede calcular como (ver Sección 3.2.1).

Este fenómeno sucede en situaciones de desconexión eléctrica, o motivado con algún fallo o defecto técnico o materiales o simplemente en situaciones de muy baja demanda (al menos respecto la producción solar). Esta baja demanda puede suceder por una cuestión temporal y poco frecuente o bien un período de días (semana de vacaciones). También puede suceder cuando el sistema solar térmico se ha sobredimensionado (posiblemente debido a una sobre-estimación de la demanda). La cuestión es que los sistemas solares térmicos, al menos los que no son de concentración donde existe una clara ventaja en este aspecto, no pueden simplemente desconectarse.

En tanto que el sobrecalentamiento y el estancamiento son procesos secuenciales se puede bien actuar sobre el primero (previniendo el sobrecalentamiento y evitando así el estancamiento), o bien sobre el segundo (aceptando que el estancamiento es una condición de operación "normal" y diseñar el sistema para ello); o bien sobre las dos. Sin embargo, sin las medidas adecuadas de prevención del sobrecalentamiento y/o gestión del estancamiento se pueden dañar los equipos que integran los sistemas solares. En definitiva **diseñar una estrategia de prevención del sobrecalentamiento y/o gestión del estancamiento es decisivo para la integridad a medio y largo plazo, con unos costes de mantenimiento reducidos, del sistema solar térmico.**

$$T_{est} = \frac{\sqrt{G \cdot a_0 \cdot a_2 + \left(\frac{a_1}{2}\right)^2} - a_1}{a_2} + T_{amb}$$

4.7.3.1 Comportamiento al estancamiento del circuito primario

Usualmente el estancamiento se puede dividir en 5 fases de acuerdo a las condiciones de vapor y presión que hay dentro del colector:

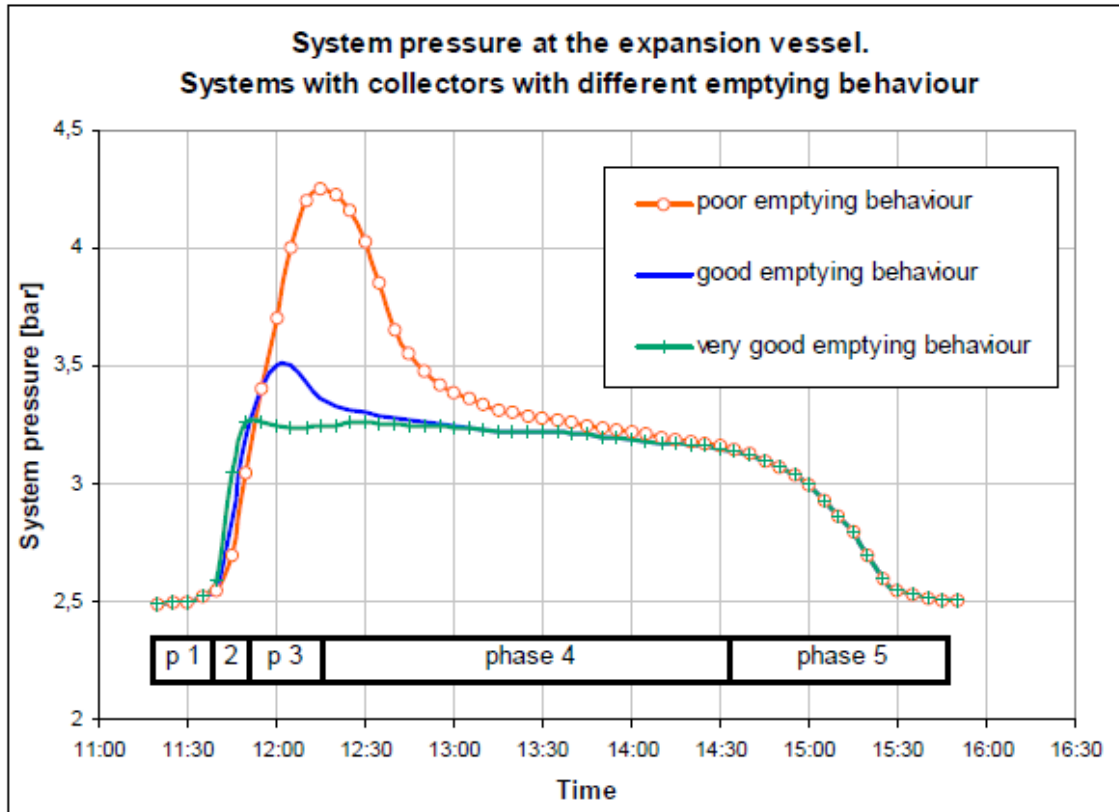


Figura 4.23 Curva de presión versus tiempo en el estancamiento de diferentes tipos de comportamientos al vaciado en situaciones de estancamiento. FUENTE: R. Hausner . C. Fink - Stagnation Behaviour of Thermal Solar Systems

1. Expansión del líquido: Comienza el incremento de presión
2. Expulsión del líquido del colector: Comienza la producción de vapor saturado, lo que empuja al fluido hacia afuera del colector. El líquido que está en el límite de la condición de evaporación significa un estrés para los componentes.
3. Vaciado del colector por evaporación: El líquido residual dentro del colector se evapora y transporta la energía muy eficientemente al resto de las componentes, que muy probablemente también alcancen las condiciones de evaporación (dependiendo de la temperatura y presión del medio del componente). El vapor se expande de tal forma que para liberar la energía almacenada la transfiere al ambiente o a los componentes lo que incurre en una condensación. En esta fase se alcanzan las condiciones críticas de presión y temperatura.
4. Sobrecalentamiento del colector: El vapor dentro del colector pasa a estar sobrecalentado, se seca por completo y eso reduce la eficiencia del mismo. Con esto no ingresa más energía al sistema y comienza

a caer el volumen de vapor, con lo que se rellena parcialmente el sistema. Ocurren fluctuaciones de presión y temperatura pero nunca se alcanzan niveles críticos.

5. Rellenado del colector: Esto ocurre cuando las condiciones de operación del colector bajan del límite de ebullición debido a una reducción en la radiación.

En términos prácticos, un buen diseño busca que las fases 2 y 3 sea lo más breve posible, debido a que en dicha etapa se dan las condiciones críticas de operación.

En orden de conseguir esto, lo que se necesita es que el líquido residual de la fase 2 desaloje el colector sin evaporarse para que el volumen de vapor no alcance las otras componentes y se condense con mayor velocidad.

La calidad de un diseño en términos del estancamiento se puede parametrizar por su facilidad de vaciado del líquido residual. Esto ocurre tanto por la configuración interna del absorbedor, como por la interconexión de los colectores entre sí y por último por la localización de válvulas y otros componentes de seguridad.

La forma en cómo se distribuyen los capilares en el colector es básica para que el líquido residual evacúe de forma expedita. En la Figura 4.25 se muestra una configuración que dificulta el desalojo del fluido versus una configuración que lo facilita. La Figura 4.26 muestra algunas distribuciones de acuerdo a su comportamiento frente al estancamiento, las características evaluadas para cada tipo de circuito hidráulico son:

- **Potencia de producción de vapor (PPV):** En caso de estancamiento, que tanto vapor produce.
- **Estrés glicol:** Cómo afecta a la desnaturalización del anticongelante.
- **Purga:** Facilidad con la que se puede purgar el aire o vapor de su interior.

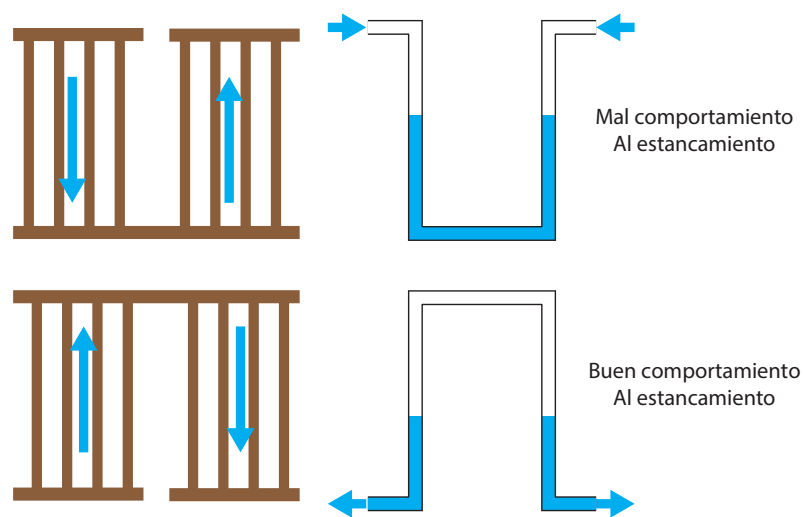


Figura 4.25 Configuración interna del colector y su comportamiento frente al estancamiento

La principal diferencia entre uno y otro es que mientras que el primer absorbedor, al evaporarse forma un tapón de vapor, en el segundo el propio vapor desplaza al líquido fuera del captador, evitando mayor generación de vapor.

En las siguientes figuras se puede observar como diferentes configuraciones de absorbedores tienen comportamientos diferentes a la producción de vapor durante el estancamiento, a la degradación del glicol y a la purga de aire para las tareas de mantenimiento. Idealmente se persigue:

- Una generación baja de vapor en condiciones de estancamiento
- Un estrés bajo para el fluido (sobre todo si es glicol)
- Y una buena facilidad de purga

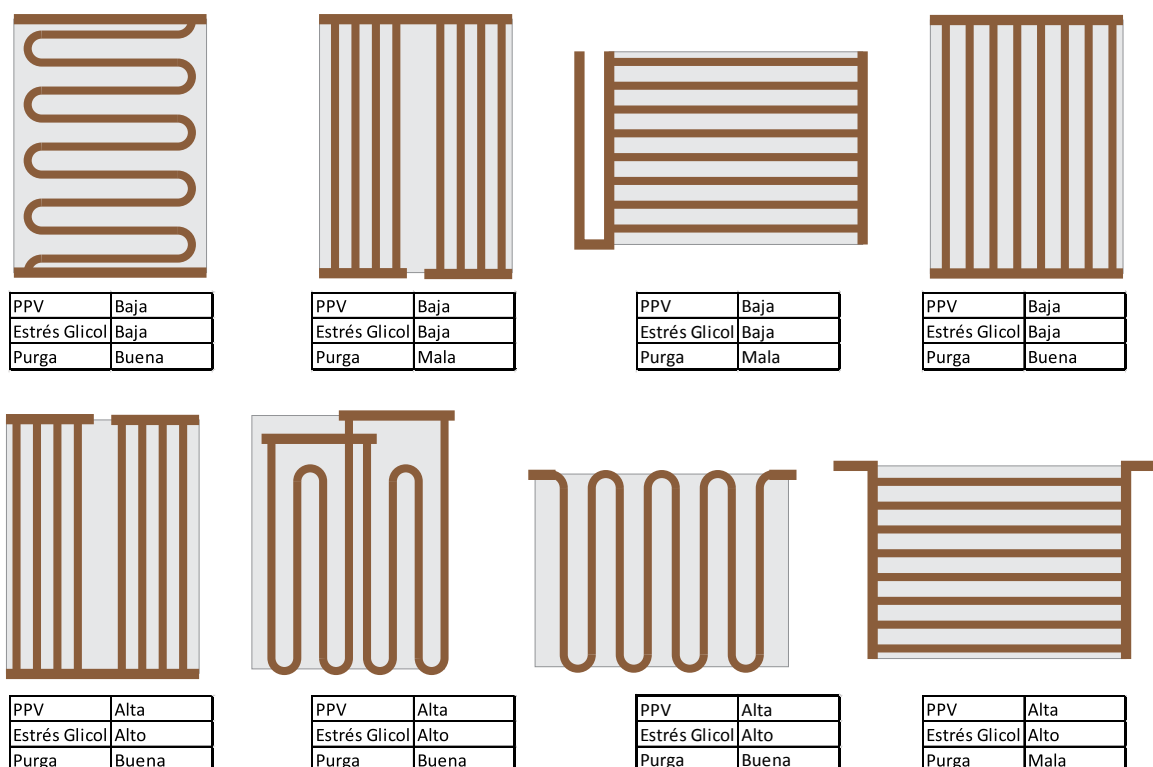


Figura 4.26 Tipos de colectores y su comportamiento

Si analizamos en detalle los comportamientos los absorbedores que reúnen estas características son principalmente meandro y parilla. Sin embargo hemos de ver más allá del colector y analizar el conexionado, pues en sistemas solares con captadores de parrilla probablemente será necesario conectar más de 2 en serie –para respetar el caudal del colector a la par que el óptimo de campo- y por consiguiente difícilmente no acabaremos formando los famosos tapones de vapor entre colectores.

Siguiendo con el concepto, la forma en que se conectan los colectores también tendrá incidencia sobre la velocidad con que se vacía el líquido residual. En la figura Figura 4.27 se muestra una configuración que genera circulación del fluido residual dentro del campo de colectores, versus la forma en que se facilita el desalojo del mismo del campo.

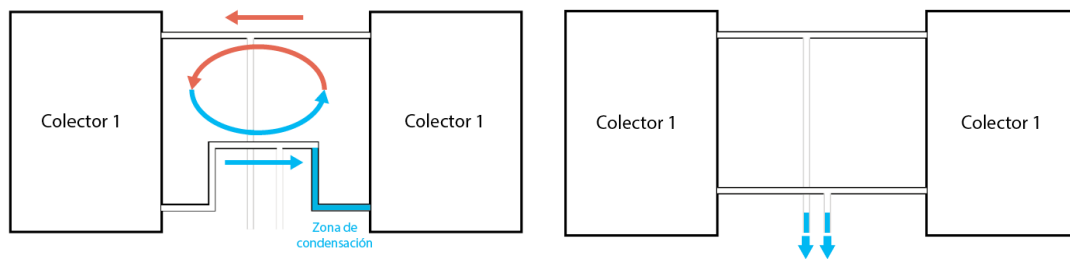


Figura 4.27 Conexión entre colectores y comportamiento frente al estancamiento

Adicionalmente, el posicionamiento de la válvula antirretorno del circuito primario también podría obstaculizar la evacuación del líquido residual. Para evitar esto, es mejor situarla antes del vaso de expansión (Figura 4.28 derecha). De esta forma el líquido residual puede vaciarse también por la entrada del colector. Como medida preventiva se recomienda que independiente de la conexión de las componentes, se utilice un vaso tampón antes del vaso de expansión. Esta componente no es más que un receptáculo con fluido frío en reposo, que en caso de estancamiento, se mezcla con el agua o vapor caliente proveniente desde el colector. Así, se evita el riesgo de que se funda la membrana del vaso de expansión.

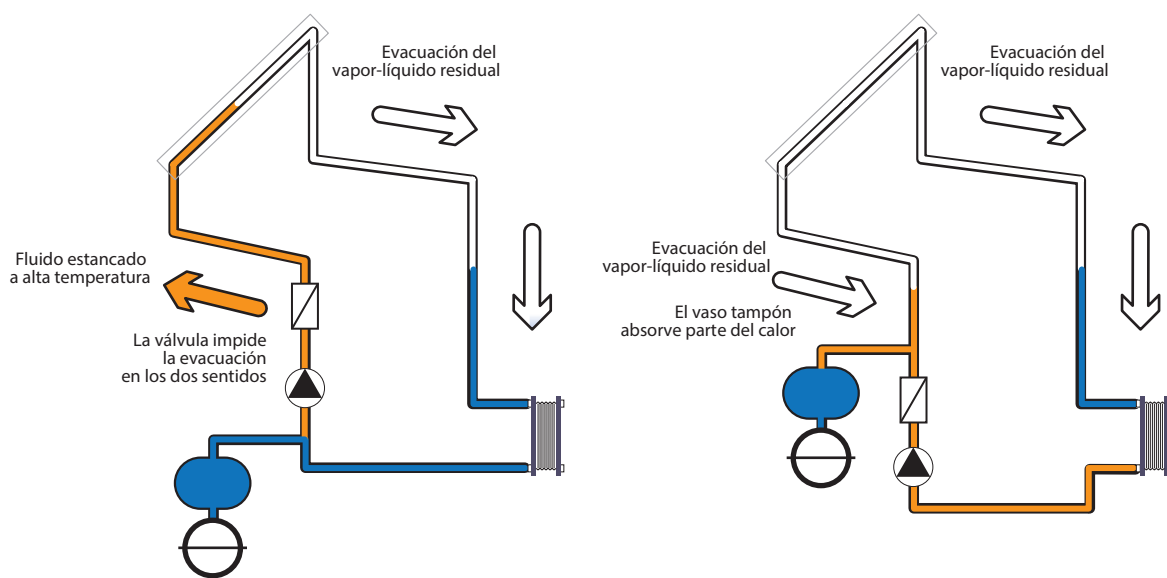


Figura 4.28 Influencia del posicionamiento de la válvula antirretorno sobre el comportamiento frente al estancamiento

Complementario a esta consideración, resulta útil considerar que un buen cálculo del volumen de expansión en el vaso disminuye el incremento de la presión para el resto de los componentes.

La evacuación rápida del fluido residual del colector no tan sólo influye en la duración del fenómeno de estancamiento, sino que disminuye considerablemente la presión y temperatura ocasionados por el mismo. Estos incrementos repentinos y sustanciales en las condiciones de operación suelen ser dañinos para el fluido anticongelante, en caso que lo hubiere, sin embargo, si el sistema tiene un buen comportamiento de vaciado, entonces es muy probable que la degradación sea considerablemente menor. Lo mismo ocurre con los componentes del circuito primario.

Los mecanismos expuestos hasta este punto no son reemplazables entre sí, vale decir, para que el sistema tenga un buen comportamiento frente al estancamiento deben estar todos presentes.

Adicionalmente a los aspectos hidráulicos conviene mencionar también la segunda derivada del estancamiento sobre el fluido caloportador. Tal y como se menciona en el capítulo 3, los fluidos caloportadores en base a agua y propilenglicol son estables hasta los 160°C, por lo que a partir de esa temperatura el fluido anticongelante se puede degradar, pudiendo resultar en que el fluido cambie su acidez, convirtiéndose, en vez de un agente protector, en un agente corrosivo, a la par que forma junto con los sedimentos y las partículas de dicha corrosión, unos lodos que pueden taponar los capilares de los colectores.

4.7.3.2 Prevención del sobrecalentamiento

El objetivo último de la prevención del sobrecalentamiento es retrasar o reducir la frecuencia de los estancamientos. Para ello disponemos de diversas estrategias, la primera de ellas, es mediante un **dimensionamiento del sistema conforme a la demanda**. Si la producción solar está dimensionada de acuerdo a perfil bien definido de demanda, lo más probable es que el estancamiento sea muy ocasional, por ejemplo un fallo técnico que interrumpa el flujo a través de los colectores o una falta de demanda muy temporal. Para ello el uso de herramientas de simulación dinámica²⁵ donde puedan comprobarse las producciones y demandas a nivel horario es indispensable.

En numerosas ocasiones, sin embargo, se encuentran largos períodos de no consumo y convendrá, por consiguiente pensar en otras estrategias, como son:

- Enfriamiento nocturno.
- Utilización de sistemas de disipación activos.
- Sistemas drainback

Mecanismos de enfriamiento nocturno

Este sistema consiste en enfriar la temperatura de trabajo del acumulador mediante la recirculación nocturna del calor del acumulador a través de los colectores. Esto resulta en una disminución de la temperatura que ingresa al campo de colectores, lo que a su vez reduce la probabilidad de estancamiento durante el día. Esta operación, que se estima puede llegar a disipar entre el 20 y 50% del calor generado durante el día en función de las condiciones atmosféricas, sólo es posible con colectores planos, puesto que los de vacío evitan esta disipación.

Es un sistema interesante a contemplar cuando se prevean períodos largos de sobrecalentamiento, puesto que obliga a actuar de forma previsor (la noche anterior) y no en el mismo instante.

25. Para más información ver Sección 4.11.1 referente a métodos de cálculo

Sistemas de disipación de calor mediante elementos activos

Este sistema consiste en utilizar un circuito secundario a la salida del campo solar, que disipa parte del calor generado por los colectores. Para hacer funcionar este circuito se utiliza una válvula motorizada de 3 vías múltiples que, de forma automática, cambia el camino del fluido hacia el disipador cuando se han sobrepasado la temperatura máxima de operación en el campo solar.

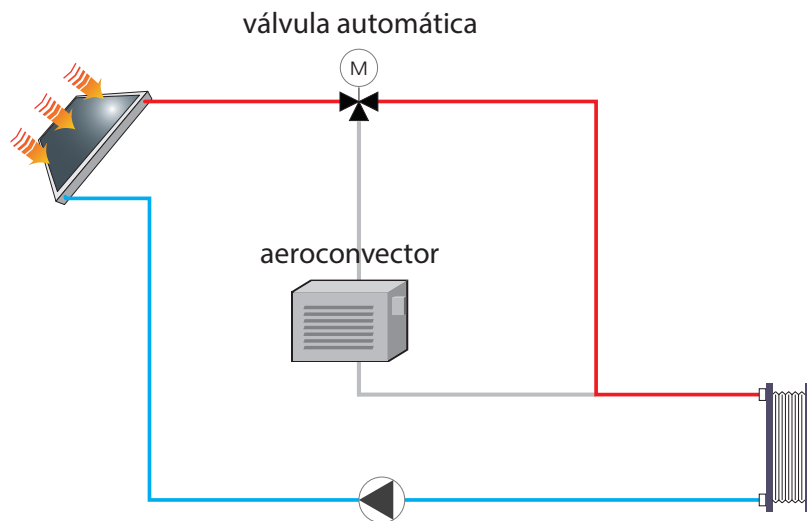


Figura 4.29 Circuito disipador anti-estancamiento

Este tipo de solución es bastante efectiva sin embargo añade el consumo parasito del ventilador que normalmente incorpora el sistema de disipación, lo que resulta en una disminución en la eficiencia global del SST si se introduce en su balance global.

Existen otras soluciones imaginativas como disipadores pasivos por termosifón o heatpipe, que no tienen los consumos parasitarios asociados a esta solución, pero no se han desarrollado en su totalidad para uso comercial.

Sistema de vaciado automático (drainback)

El principio que utiliza este mecanismo es el de la gravedad (que siempre está presente). El circuito primario comprende un recipiente adicional con un volumen de aire que está situado en un lugar aislado por lo general sobre el volumen de acumulación.

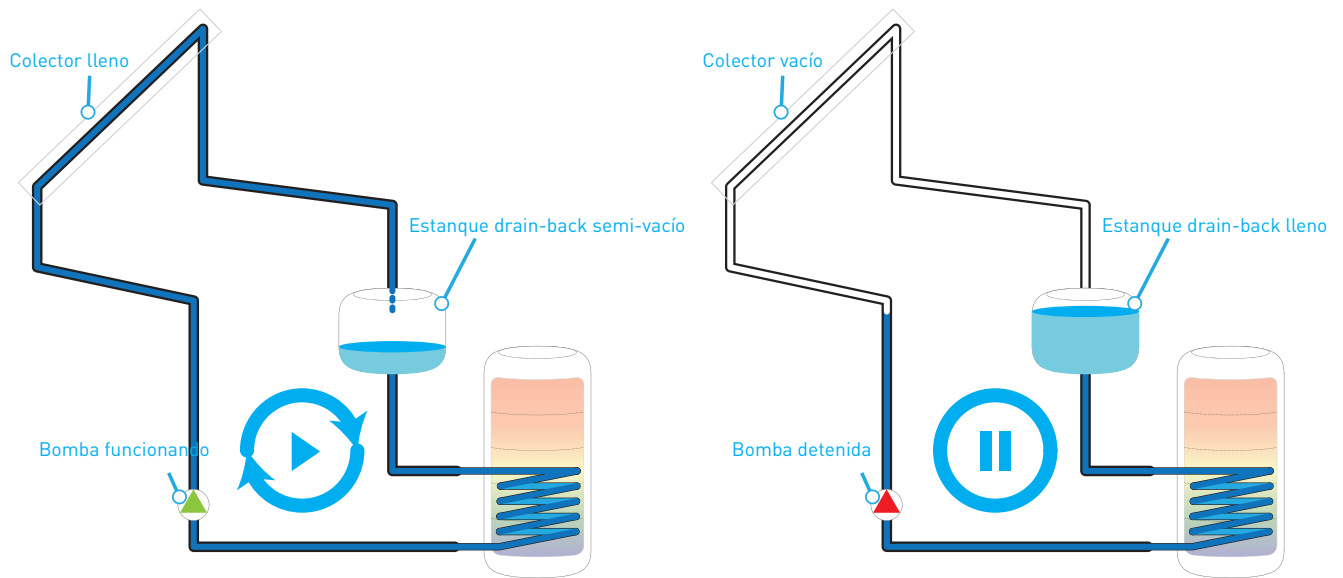


Figura 4.30 Esquema de funcionamiento de sistema de vaciado automático o drainback

El fluido de trabajo es levantado hacia el colector mediante una bomba que es accionada a través un controlador automático. Cuando la temperatura o la radiación suben por sobre un nivel determinado por el controlador, la bomba se apaga y el fluido desaloja el colector llenando el espacio antes ocupado por el aire.

Si los colectores no se encuentran operativos, existe riesgo de sobrecalentamiento pero sólo de los colectores y materiales adyacentes. En ningún caso existirá el estancamiento (o al menos no con un fluido que no sea aire).

El diseño de un SST con vaciado por gravedad impone limitaciones evidentes en lo referente a la elección de los componentes y el trazado de las tuberías (las pendientes) que conviene tener presentes desde el inicio del diseño de la instalación.

4.7.3.2 Prevención del sobrecalentamiento

Cuando se asume el estancamiento como ineludible, por lo tanto se considera que es una condición de operación "normal", conviene realizar un diseño adecuado del circuito primario, para reducir al máximo sus consecuencias. No obstante conviene destacar que el estancamiento es una condición que agrava el funcionamiento y la durabilidad del SST.

Un SST que gestione correctamente el fenómeno del estancamiento es aquel que:

- Busque reducir la frecuencia con la que ocurre el fenómeno (prevención del sobrecalentamiento).
- Busque que las temperaturas y presiones alcanzadas durante el fenómeno sean lo más bajas posibles.

- Busque minimizar el riesgo de los componentes debido a los saltos de temperatura, presión, y cambios de fase.
- Busque reducir el tiempo de duración del fenómeno cuando ocurre.

En primer lugar, una forma de reducir la frecuencia con que ocurre el estancamiento es mediante una buena prevención del sobrecalentamiento, que se resumen en dos, por un lado un dimensionado ajustado a la demanda y por otro, la utilización de sistemas de prevención del sobrecalentamiento.

En segundo lugar conviene tener presentes las consideraciones en relación al comportamiento al estancamiento del circuito primario enumeradas en el apartado anterior sobre los criterios de diseño para facilitar el vaciado del fluido caloportador, que se resumen en:

- Correcto dimensionado del sistema de expansión.
- La elección de un absorbedor que tenga un fácil vaciado y una baja generación de vapor.
- Una correcta interconexión entre colectores.
- Una adecuada elección de los materiales del circuito primario.
- Un diseño hidráulico, localización de válvulas y otros componentes de seguridad, apropiado.

En tercer y último lugar se resalta a los efectos de la gestión del estancamiento la idoneidad del agua como fluido caloportador al no degradarse con la temperatura, ni cambiar sus propiedades químicas ni precipitando sedimentos ni formando lodos que pueden taponar los capilares de los colectores. Pero esto es sin duda una cuestión a valorar conjuntamente con la estrategia para evitar la congelación.

4.7.4 Congelación del fluido caloportador

La solidificación (congelación) del fluido caloportador es un grave problema que debe estudiarse con detenimiento cuando se parte de la base que el principal fluido caloportador, o al menos la base de ellos, utilizado en los sistemas solares térmicos es el agua.

En cualquiera de los dos circuitos, primario o secundario, que pase por ambientes exteriores, debería evaluarse el riesgo de congelación, y tomar las precauciones adecuadas según el caso. Se insiste en la necesidad de calcular correctamente las necesidades de calentamiento en caso de riesgo de congelación en el circuito de los colectores por su exposición a la radiación nocturna.

Existen principalmente cuatro mecanismos de protección contra heladas, algunos sólo aplicables al caso de conexión indirecta con la operación o caldera y todas –a excepción de la última- optando por la utilización del agua como fluido caloportador:

- Calentamiento con fuente renovable.
- La recirculación de los circuitos.
- Sistema drainback.
- Uso de anticongelantes.

Calentamiento con fuente renovable

¿Existe alguna fuente de calor renovable que se pueda aprovechar para calentar los circuitos en estas situaciones? Normalmente sí, por ejemplo el calor de la tierra siempre sería adecuado para ello, el problema son los costes asociados al mismo. Pero se deja como posibilidad porque en algunas situaciones los costes pueden no ser el problema.

Recirculación de los circuitos

Otro mecanismo para reducir el riesgo de congelamiento del fluido consiste en recircular los circuitos. El movimiento de los fluidos dentro de las tuberías dificulta el estado de agregación necesario a la par que aporta una energía cinética y rozamiento que pueden contribuir a incrementar la energía interna del mismo.

Sin embargo esta recirculación puede no ser suficiente por sí misma y podría ser necesario combinar el movimiento de la recirculación con un aporte de calor adicional, en este caso proporcionado (de forma controlada) por la energía almacenada en los acumuladores solares. En este caso debe tenerse especial atención a que no se aporte calor auxiliar o en caso de hacerlo evaluarlo correctamente.

Corresponde mencionar que esta solución disminuye la cantidad de energía térmica entregada por el sistema y conviene una correcta justificación y una implementación compleja y ajustada para consumir la mínima cantidad de energía posible.

Para que no exista recirculación constante, lo cual disminuiría el rendimiento de los colectores debido a un incremento de su temperatura fría y una disminución de su temperatura caliente, se utiliza un sistema de control automático que activa la bomba del circuito de recirculación en caso que la temperatura del fluido de trabajo baje de cierto nivel.

Sistema de vaciado automático (drainback)

Los sistemas drainback también pueden ser una buena solución para esta problemática puesto que el vaciado puede realizarse en un estanque aislado y seguro que evite su congelación.

Circuitos indirectos con mezclas anticongelante

Este es el mecanismo más ampliamente utilizado. Consiste en introducir una fracción de anticongelante al circuito primario en orden de disminuir el riesgo de congelación del mismo. En general se utilizan sistemas alimentados por agua desmineralizada en conjunto con algún producto que cumpla la normativa vigente.

Es altamente recomendable situar la temperatura de congelación del fluido del circuito primario 5°C bajo la temperatura mínima local histórica registrada para lo que la proporción de la mezcla estará dada por el tipo de anticongelante utilizado, y en ningún caso será menos de un 15% de la mezcla.

Para esta solución no se podrá utilizar sistemas sin intercambiador (de un solo circuito o uso directo) en el circuito de los colectores.

4.8 Selección del colector

En la etapa de selección de tecnología, se tomó la decisión de utilizar un tipo de colector en particular. Sin embargo, para cada tipo de colector existen múltiples modelos y fabricantes, lo cual tendrá un impacto en diferentes factores, como en el coste específico, el comportamiento ante el estancamiento, pérdidas de carga, durabilidad de los materiales, confiabilidad de la garantía, costos de mantenimiento, entre otros.

En esta sección se detallan algunas recomendaciones a considerar en la selección de un modelo de colector solar térmico específico, más allá del rendimiento (IAM incluido) y coste. La misma evaluación que se hizo entre tecnologías debe realizarse entre modelos para definir aquel colector que ofrezca la mayor cantidad de energía al menor coste.

Adicionalmente al criterio rendimiento/coste, se debería también analizar:

- La estructura interna del absorbedor (aplicable solo a captadores planos FPC), por lo comentado en la sección anterior en relación a las condiciones de operación y seguridad. Es recomendable que dicho colector tenga un fácil vaciado para así evitar un mal comportamiento al estancamiento en caso que esto sea previsible.
- También deben valorarse las pérdidas de carga, no sólo del mismo sino de sus potenciales agrupaciones de colectores, que interesa sean lo más bajas posibles, debido a que así se reduce la presión a levantar por la bomba, y por consiguiente, el consumo parasitario de la misma.
- La inercia térmica del colector es importante para reducir los tiempos de puesta en funcionamiento, principalmente dada por el volumen de fluido contenido, que también influye en el dimensionado de sistemas de seguridad y expansión.
- Medidas del captador. Existen captadores de gran y pequeño formato. En función de la instalación puede convenir una u otra tipología.
- Los requisitos del fluido de trabajo que se requiera utilizar, ya sea a causa de la operación intervenida o del equipo de generación auxiliar; característica sanitaria, corrosiva, etc.
- Las condiciones de mantenimiento, la garantía y red de servicio de asistencia técnica.
- El costo de los componentes de acople y estructuras de montaje, el nivel de complejidad que involucre su incorporación a las estructuras pre-existentes, ya sea en suelo o techo

Todo esto merece ser trabajado de manera genérica a los proyectos que se realicen, de forma que el proyectista disponga de una base de datos de colectores donde se pueda escoger el mejor a cada situación y aplicación.

4.9 Pre-dimensionado

El siguiente paso en el proceso de diseño, previo a la optimización del dimensionado en detalle, es el de predimensionar el área del campo de colectores y el volumen de acumulación del sistema. Ello persigue el poder disponer de un layout aproximado, la verificación de la disponibilidad de espacios y el verificar las hipótesis de diseño.

Para ello es imprescindible determinar y asegurar el perfil de demanda, y si conviene, ajustarla al punto de conexión, puesto que como se vio en la Sección 4.5, la demanda aparente vendrá determinada por el mismo.

Para que este tipo de proyectos sea lo más rentable y conveniente posible, se recomienda que la operación del SST funcione al máximo posible. Vale decir, si se quiere intervenir una instalación en el punto A, con determinada fracción solar, entonces es bueno que el calor aportado por el SST sea siempre el máximo disponible.

- Si esto no ocurre y la energía del SST no alcanza a transferirse al consumo, entonces disminuirá el rendimiento de los colectores e incrementará la probabilidad de estancamiento, además de reducirse la rentabilidad del sistema debido al recurso “no aprovechado”. Este es el caso de que una instalación de SST está sobredimensionada. En que el calor suministrable al punto de conexión no alcanza para que la utilización del campo sea óptima.
- Por el contrario, si un campo de colectores está sub-dimensionado para un nivel mínimo de demanda, entonces el campo siempre estará entregando el máximo de energía disponible. Sin embargo, para este criterio puede ocurrir que se esté invirtiendo a un costo mayor debido a las economías de escala que involucra considerar una superficie más grande.

4.9.1 Pre-dimensionado del campo de colectores

Con la información recopilada hasta el momento se puede estimar el área necesaria para cubrir la fracción solar objetivo en base principalmente a la evaluación del recurso disponible y el perfil de demandas.

Para ello se utilizarán dos metodologías, por un lado la herramienta de APPSOL para la evaluación del potencial de integración de la energía solar térmica y por otro “reglas del pulgar” para el predimensionado.

4.9.1.1 Herramienta de predimensionado de APPSOL

Características

La herramienta de predimensionado de APPSOL es el resultado de una serie de estudios que se engloban dentro del mismo proyecto.

Algunas de sus características principales son:

- En primer lugar, tiene las estimaciones de demanda térmica para todas las industrias chilenas mencionadas en el Capítulo 2.

- En segundo lugar, posee la información respecto del recurso solar detallada para un amplio rango de zonas geográficas, lo cual se condice con una buena estimación de las características ambientales locales del cálculo.
- En tercer lugar, se alimenta de una base de datos de diversas tecnologías solares, la cual incluye eficiencias de los colectores comerciales de diferentes fabricantes, que en promedio, ofrecen un resultado estándar de buena calidad.
- En cuarto lugar, utiliza curvas generadas mediante software de simulación dinámica, con la información de cada industria, para diversos escenarios de superficie, acumulación, tecnologías, recurso solar, etc. Lo cual es una manera de acercar los resultados a un óptimo encontrado previamente, en base a la información ingresada.
- En quinto lugar, parte de la simulaciones dinámicas
- En sexto y último lugar, ofrece la opción de contemplar el uso de frío industrial, lo cual amplía la gama de alternativas de uso de SST.

Funcionamiento

Para hacer uso de esta herramienta, el usuario debe ingresar a la página web del proyecto y crear una sesión. Previamente, cabe mencionar que la información ingresada es completamente confidencial y no se hará uso de ella para ningún fin que no sea el mejoramiento de la herramienta.

A continuación, los pasos para hacer uso de la herramienta son los siguientes:

1. Ingresar mediante algún navegador a la página www.appsol.cl.
2. De click a “Registrarse” en caso de que no posea una sesión. En caso contrario, puede saltar al paso 4.



3. Si no está registrado, entonces ingrese sus datos y de click a “Registrarse”, con lo que recibirá un correo electrónico con su contraseña para que pueda iniciar sesión.

Regístrate en este sitio

Nombre de usuario

Correo electrónico

- Una vez que tenga los datos de su sesión, de click a “Iniciar sesión” e ingréselos dónde corresponda.
- Si inició sesión correctamente, verá en la barra superior un mensaje de bienvenida. Luego de click a la barra principal, en “Herramienta”.



- Ya está dentro de la herramienta. Ahora, para generar una simulación de su industria, debe completar la información como prosigu

Identificación de industria

Datos relativos a la planta en la que se analizará el potencial de un sistema solar térmico para la generación de frío o calor.

Rubro:
Rubro al que pertenece la industria a evaluar.

¿Desea agregar el aporte a generación de frío en la Industria?:

Área disponible: m²

Área máxima considerada libre (en techo o suelo) para su uso de una instalación solar.

Seleccione la localización en el mapa:



Tipo de tecnología a evaluar:

La tecnologías posibles para selección dependen de la localización de la planta.

- **Rubro:** Rubro al cual pertenece la industria a analizar, si no lo tiene claro, puede revisar el Capítulo 2 del presente manual para revisar los que existen.
- **¿Evaluar aporte a generación de frío en la Industria?:** Si selecciona la opción “Sí”, los resultados mostrados contemplarán la opción de utilizar frío solar.
- **Área disponible:** Se refiere a la superficie sobre la cual es posible instalar alguna de las tecnologías propuestas por este estudio, adicionalmente, debe seleccionar si esta superficie se encuentra a nivel del suelo o en techumbre.
- Luego, al hacer click sobre el mapa, puede seleccionar la localización de la industria sobre la cual desea hacer el estudio. Puede hacer zoom con la rueda del mouse y puede seleccionar cualquier punto de Chile, desde Chiloé hacia el Norte.
- Luego debe seleccionar el tipo de tecnología para la cual quiere realizar el estudio.

Generación de calor

Datos relativos a generación de calor.

Tipo de combustible: Utilizado para la generación de calor.

Eficiencia de generación: Eficiencia global de la generación de calor. %

Consumo anual de combustible: Kg/año

Precio de compra combustible: Valor promedio pagado. \$/Ton

- En cuanto a la generación de calor, primero debe seleccionar el tipo de combustible que utiliza su sistema de generación de calor.
- Luego, debe escribir la eficiencia de generación de su sistema de generación de calor, como un número entero entre 1-100.
- Luego, debe ingresar el consumo anual de combustible que tiene la industria a simular, y a su vez, es importante que seleccione de la lista desplegable, en qué unidades se está midiendo este consumo.
- Por último, en esta sección debe ingresar el precio al cual se compra el combustible para la industria en cuestión y seleccionar la unidad de volumen correspondiente.

Generación de frío

Datos relativos a generación de frío, según factibilidad evaluada por proyecto.

Consumo eléctrico anual: MWh/año

COP estacional: Para sistema de frío.

Precio de compra electricidad: \$/kWh

- Si usted seleccionó la opción de contemplar el uso de frío solar para su simulación, entonces verá una sección como la de arriba. En esta, debe escribir el consumo eléctrico de su sistema de generación de frío y la correspondiente unidad de consumo.
- Siguiendo el orden, luego debe ingresar el COP del sistema de generación de frío. Este valor se refiere al rendimiento de dicho sistema. Para los sistemas de refrigeración o bombas de calor, este valor suele ser superior a la unidad.
- Por último escriba el precio al cual se compra el kWh de electricidad desde la industria a simular.

Datos adicionales

Descuento entregado por ESCO: %

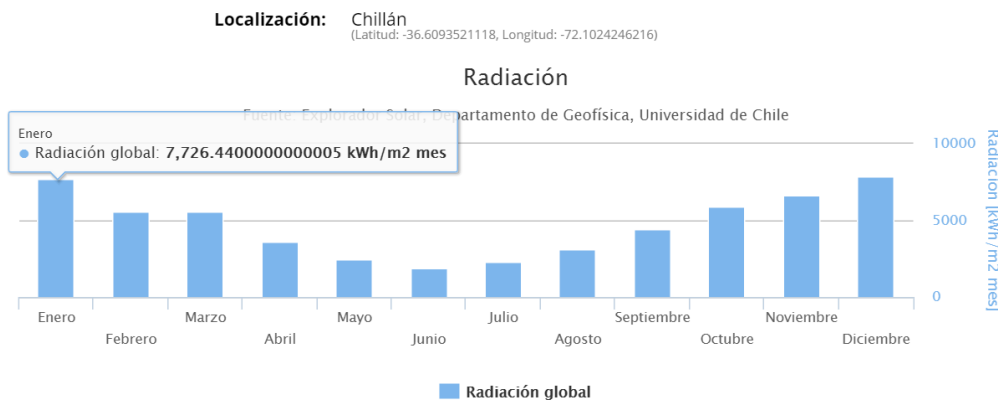
Subvención a la inversión: %

Calcular

- Al final de la hoja, aparecen los parámetros que tienen que ver con la explotación en modo ESCO. El primer campo se refiere al ahorro prometido desde la ESCO hacia el cliente final, en este caso el dueño de la industria a simular.
- Luego, la subvención a la inversión se refiere al monto porcentual que se haya subvencionado para la ESCO, es decir, mientras más alto sea este monto, la inversión estará asociada al cliente, en vez de a la ESCO.
- Por último, una vez que haya ingresado todos los parámetros, puede hacer click en "Calcular", para ver los resultados rápidos.

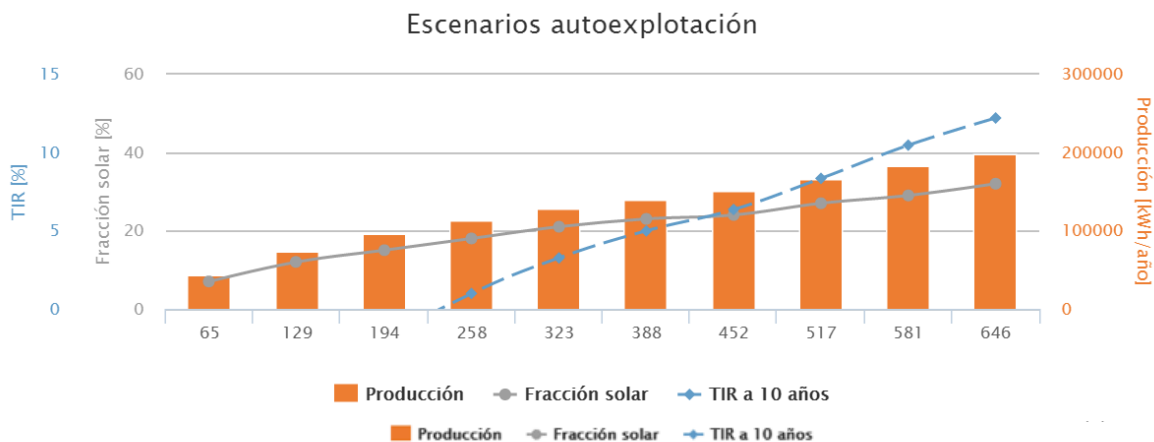
En la siguiente página, usted encontrará 3 gráficos mostrando los resultados resumidos de la simulación. Estos tres gráficos son:

Gráfico de radiación



Es el gráfico que muestra el nivel de insolación mensual para todos los meses de un año. Cortesía del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile en conjunto con el Ministerio de Energía.

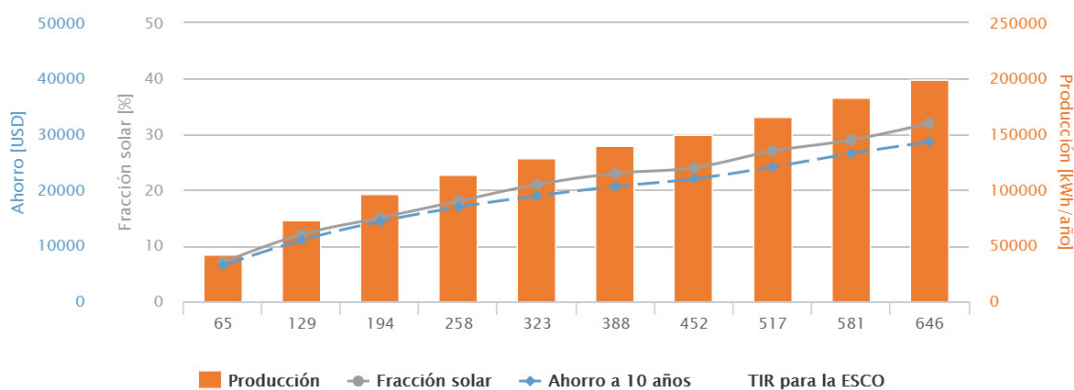
Gráfico de autoexplotación



Es el gráfico que muestra la fracción solar, la producción de energía y la TIR esperada en función de la superficie que se intervenga con tecnología solar (eje X).

Gráfico ESCO

Modo ESCO (Energy Service Company)



En este gráfico se muestra el ahorro potencial, la producción de energía y la fracción solar en función de la superficie que se desee intervenir con tecnología solar (eje X). A su vez, se debe recordar que este gráfico está definido por los parámetros escogidos con anterioridad, de ahorro prometido por la ESCO y subvención a la inversión.

- A partir de esta información, usted puede obtener un informe con mayor nivel de detalle. Para acceder a él, primero debe llenar los datos que se utilizarán para darle formato al informe.

Informe técnico

Para obtener el informe detallado de esta simulación, ingrese los siguientes parámetros.

Nombre de la empresa	<input type="text"/>
Nombre de la planta a simular	<input type="text"/>
Dirección de la industria simulada	<input type="text"/>
Dirección postal de la industria simulada	<input type="text"/>
Nombre de persona a cargo	<input type="text"/>
Cargo de persona a cargo	<input type="text"/>
Teléfono	<input type="text"/>
Correo electrónico	<input type="text"/>

Obtener informe

Una vez que llene todos los campos que aparecen en la sección de “Informe Técnico”, puede hacer click en “Obtener informe”, lo que generará un archivo pdf, el cual puede ser guardado e impreso si así se desea.

Este informe tiene toda la información utilizada para generar la simulación, así como todos los pasos intermedios relevantes para hacer los cálculos energéticos y financieros.

Su estructura consta de las siguientes partes:

- Información básica de contacto
- Localización satelital de la industria
- Información meteorológica de la industria
- Consumos energéticos simulados
- Ubicación y tipo de tecnología solar utilizada en la simulación
- Análisis de oportunidades
- Resultados de análisis

Se debe recalcar que los resultados obtenidos por esta herramienta poseen un nivel de error dependiente del rubro, el cual queda sujeto al tipo de industria que se desee simular. Por ende, los números son meramente orientativos en cuanto a órdenes de magnitud y posibilidad de inversión por parte de la industria. En casi ninguna situación estos análisis pueden servir para hacer el diseño de un sistema solar térmico y se recomienda hacer análisis mediante otras herramientas en caso de que se desee obtener resultados más cercanos a la realidad.

4.9.1.2 Reglas del pulgar

Se trata de hacer un primer balance aproximado en base anual de la demanda total y de la producción específica (por metro cuadrado) anual:

$$A = \frac{\dot{Q}_{min} \cdot FS}{\bar{G} \cdot \eta_{cap} \cdot \eta_{sist}} \quad (18)$$

En dónde A es el área de colectores requerida para generar la fracción solar FS objetivo, sobre una demanda mínima asegurada \dot{Q}_{min} , con una radiación promedio \bar{G} , y una eficiencia de tecnología de colector η_{cap} y del sistema η_{sist} .

Es decir calcular el área de colectores, a partir de la menor demanda asegurada y la fracción solar determinada por el punto de conexión y radiación solar disponible del lugar para generación en base anual. La eficiencia η_{cap} debería ser aproximada para el rango de temperaturas en que trabaja el colector en base anual. Adicionalmente se añadirán las pérdidas del sistema, es decir, la eficiencia global del sistema en el término η_{sist} .

4.9.2 Pre-dimensionado de volumen de acumulación

Determinar el volumen de acumulación está fuertemente ligado a tener una buena aproximación del desfase entre demanda térmica y oferta solar a lo largo del día.

Un volumen de acumulación sobredimensionado significará que el sistema requiere más energía para alcanzar la temperatura caliente objetivo, lo que a su vez quiere decir que el sistema podría no entregar el máximo de energía disponible al circuito secundario. Si el sistema es demasiado grande, las pérdidas térmicas podrían aumentar considerablemente también.

Por el contrario, si el volumen de acumulación está sub-dimensionado, entonces podría ocurrir que el circuito primario no alcance a entregar toda la energía disponible, pero adicionalmente, incrementará la probabilidad de estancamiento y disminuirá el rendimiento de los colectores por un incremento general en la temperatura de trabajo, lo cual además significa un baja en la durabilidad de los componentes.

A lo sumo, es más recomendable tener un volumen de acumulación un tanto sobredimensionado, antes que uno subdimensionado.

Adicionalmente un volumen de acumulación también es un parámetro que requiere de optimización, sin embargo, para hacer un cálculo previo, se puede trabajar en base al área de colectores calculada en el punto anterior, la demanda de calor establecida para el punto de conexión en un día promedio, y la curva de oferta solar para un día promedio.

Con esto se obtiene el volumen de acumulación para la máxima energía del desfase promedio entre oferta solar y demanda térmica de la industria.

$$V = \sum_{i=1}^{24} \left[\frac{(\bar{G}_i \cdot \eta \cdot A - \dot{Q}_i \cdot FS)}{C_p (T_{m\acute{a}xima} - T_{m\acute{m}ima})} \right] \cdot \frac{1}{\rho} \quad (19)$$

Dónde \dot{Q}_i y \bar{G}_i es la demanda térmica promedio y oferta solar promedio a la i -ésima hora del día (respectivamente), FS es la fracción solar objetivo, A es el área de colectores, η es la eficiencia de un colector, C_p y ρ son la capacidad calorífica y densidad del fluido del acumulador (respectivamente), $T_{m\acute{m}ima}$ y $T_{m\acute{a}xima}$ son la temperatura mínima y máxima promedio de operación del acumulador (respectivamente).

Sólo se suman aquellos valores positivos, que indican una sobreproducción de calor y su posible acumulación.

Esta relación matemática supone que la distribución de temperaturas a lo largo del acumulador es homogénea.

Según dimensionados para sistemas de una alta fracción solar orientados a demandas sanitarias para viviendas, el rango de volumen de acumulación debería mantener una relación con el área de colectores como la siguiente:

$$60 \text{ lt} / \text{m}^2 < \frac{V}{A} < 180 \text{ lt} / \text{m}^2 \quad (20)$$

Pero no tiene porqué ser así, y menos en las demandas industriales.

Adicional al dimensionamiento del volumen de acumulación, se debe escoger si dicho volumen se concentrará en un solo volumen o varios acumuladores separados y conectados entre sí.

4.10 Layout de campo colectores, sala de máquinas y punto de conexión

En la fase de diseño conceptual del sistema se han definido una serie de aspectos del sistema solar térmico que merecen ser puestos sobre papel antes de iniciar posteriores y más detalladas fase de diseño. Concretamente se presta proponer los siguientes layouts:

- Esquema de distribución del campo de colectores.
- Esquema de ubicación de la acumulación.
- Esquema del punto de conexión.

Estos esquemas no tienen por qué ser documentación a entregar al cliente (aun cuando puede hacerse para coordinar con éste los planteamientos iniciales) sino para identificar o verificar diversos aspectos.

Concretamente para el campo de colectores:

- Verificar las condiciones de contorno: verificar el espacio disponible y que la ubicación de los colectores está libre de sombras. Verificar la distribución de los mismos, las orientaciones disponibles.
- Verificar las condiciones ambientales: verificar el riesgo de heladas y la solución a las mismas, verificar si hay emisiones corrosivas, o polvo u otras sustancias que puedan afectar al rendimiento de los colectores.
- Verificar la altura del campo de colectores respecto la ubicación de la acumulación. Identificar si va a haber una altura de la columna de fluido excesiva.
- Identificar la posibilidad de diseños para evitar el estancamiento en caso que sea necesario (drainback u otras alternativas).
- Verificar los accesos de montaje, la necesidad de equipos de elevación y las medidas de seguridad que se deben contemplar.
- Verificar las estructuras sobre las cuales se montan en caso de que no sea sobre terreno.
- Verificar las distancias entre campo de colectores y sala de máquinas.

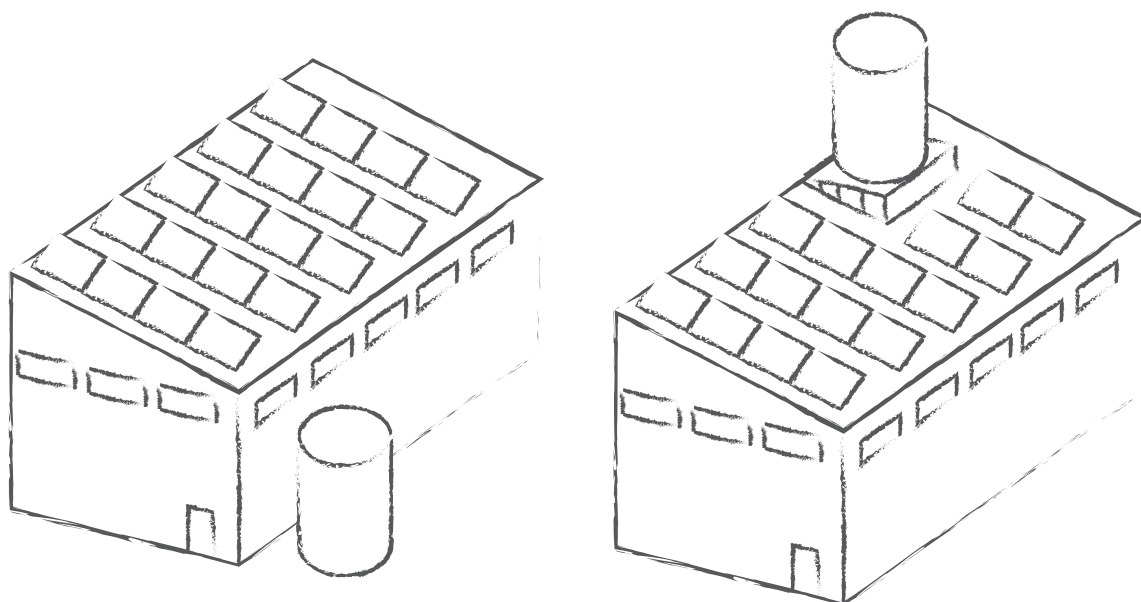


Figura 4.31 Boceto de layout de instalación

Concretamente para la ubicación de la acumulación:

- Las condiciones de la ubicación de la acumulación: si está en la intemperie o no (para pensar en los acabados). En los accesos y la altura del espacio, normalmente suele ser un problema.
- Verificar las estructuras, en caso de que no se monte sobre el terreno directamente.

- Verificar los pasos de las tuberías desde el campo hasta la sala de acumulación.
- Verificar que la sala de acumulación esté por debajo del punto más bajo del campo de colectores.

Concretamente para el punto de conexión:

- Verificar las condiciones hidráulicas del punto de conexión: presión y temperatura, así como los materiales utilizados.
- Verificar las condiciones ambientales: si es exterior o no, etc.

1

Recopilación de antecedentes

- ✓ Estimación de la demanda
- ✓ Estimación del recurso solar (y otros valores ambientales)
- ✓ Condiciones de contorno

2

Diseño Conceptual

- ✓ Configuración SST y selección tecnología solar
- ✓ Condiciones de Operación y Seguridad
- ✓ Selección de colector
- ✓ Predimensionado Área y Volumen
- ✓ Layout de campo solar, acumulación y punto de conexión

3

Optimización Energético -Económica

- ✓ Métodos de cálculo
- ✓ Indicadores de prestaciones energéticas y económicas
- ✓ Optimización

4

Cálculo y selección de equipos y accesorios hidráulicos

- ✓ Diseño en detalle del interconexionado del campo solar
- ✓ Diseño en detalle de la acumulación
- ✓ Dimensionado de tuberías, aislamientos, vasos de expansión, intercambiadores de calor y equipos de recirculación

5

Cálculos adicionales

- ✓ Cálculo cargas de viento

4.11 Optimización Energético – económica

El paso intermedio entre el diseño conceptual de un sistema y su ingeniería de detalle es la Optimización. Esta tarea normalmente no emprendida en la mayoría de instalaciones, probablemente en parte por desconocimiento, en parte por ausencia de herramientas adecuadas para tal fin, es esencial para el correcto dimensionado y optimización de la inversión.

Por ello se inicia el presente apartado haciendo hincapié en los métodos de cálculo e indicadores.

4.11.1 Métodos de cálculo e indicadores

4.11.1.1 Introducción a los sistemas de simulación dinámica

Una de las formas más efectivas de diseñar un SST es a través de un modelamiento dinámico. El quiebre que da origen a este tipo de sistemas es la complejidad de trabajar con múltiples variables que están relacionadas entre sí.

Por ejemplo, si para un campo de colectores se cambia un grado del ángulo azimutal, esto podría mejorar el rendimiento de cada colector, lo que a su vez reducirá el área requerida y esto por último cambiará el caudal de campo y la potencia de las bombas.

El afinamiento que requiere cada una de las variables, basado en sus relaciones con el resto de parámetros es algo que requiere cálculo computacional si ha de hacerse en un tiempo considerable, por ejemplo en base anua.

Para este fin existen los sistemas de análisis paramétrico, lo que hacen los programas es variar los parámetros de diseño, para encontrar el rendimiento óptimo del SST. Es probable que al final de la simulación el algoritmo entregue varias posibles soluciones y en algunos casos, la mejor alternativa de valores para dichos parámetros.

4.11.1.2 Herramientas de cálculo

Si bien un análisis o simulación dinámica se puede realizar mediante un programa en base a cualquier lenguaje programático, el mercado ofrece alternativas específicas para este fin.

Algunos de los criterios para seleccionar una herramienta de cálculo podrían ser los siguientes:

- Precisión
- Capacidad predictiva
- Amplio rango de aplicabilidad

Algunas de los softwares comerciales más utilizados son los siguientes:

- TRANSOL (2009 – versión 3)

Creador(es): Aiguasol, Barcelona (España)

TRANSOL es un software de simulación dinámica de sistemas solares térmicos basado en TRNSYS (ver abajo), que cuenta con un modelo especial para evaluación de Sistemas Solares Térmicos para Procesos Industriales y que incorpora bases de datos de componentes (materiales, curvas de rendimiento), lo que permite análisis dinámico multidimensional de diferentes escenarios.

- TRNSYS

Creador(es): University of Wisconsin / Aiguasol / TRANSSOLAR, Madison (Estados Unidos)

TRNSYS es un programa flexible gráficamente que permite observar el comportamiento de sistemas transientes. Posee un motor de cálculo (Kernel) que a través de un archivo ingresado, calcula e itera para resolver el sistema, además encuentra convergencia y grafica las variables del sistema. También contiene una amplia librería de componentes y de modelos de optimización (económica, energética, ambiental, etc.).

- Polysun (2006 – versión 4)

Creador(es): Vela Solaris AG / SPF Institut für Solartechnik, Winterthur (Suiza)

Polysun es un programa dedicado a profesionales, para el diseño y dimensionado de SSTs. Incluye una gran base de datos de componentes, y permite la creación de los mismos. La versión de diseñador permite además crear SSTs complejos.

- T*SOL (2006 – Última versión)

Creador(es): Dr. Valentin Energie-Software GmbH, Berlin (Dinamarca)

T SOL es un programa de simulación para el cálculo de SSTs a lo largo de un año. Permite el dimensionamiento de los colectores y acumuladores, la optimización de su disposición en el campo solar y el cálculo de su eficiencia económica. Incluye una base de datos con la mayoría de las componentes fabricadas por grandes compañías. También incluye información meteorológica para más de 8.000 puntos en el mundo. Ofrece alrededor de 200 modelos pre-configurados de SSTs.

- GetSolar

Creador(es): Ingenieur-Büro Solar Energie Information, Sauerlach (Dinamarca)

GetSolar trata de entregar el máximo de posibilidad de entrada de datos mediante una interfaz de usuario amigable. Integra dentro de sus funciones la opción de utilizar “Wetsyn”, un programa de predicción meteorológica.

4.11.1.3 Indicadores de prestaciones energéticas

Como indicadores energéticos, se entiende aquellas magnitudes que permiten evaluar y comparar el comportamiento energético de un SST a partir de la variación de alguno de sus parámetros de diseño.

Si bien existen varios tipos de indicadores propuestos por la bibliografía, la mayoría son complejos en cuanto a que definen una referencia, para poder comparar los cambios.

Por ejemplo, algunas fuentes definen el ahorro térmico como la cantidad de energía de combustible generada por el SST en relación a una referencia, que podría ser el equipo de generación auxiliar. No obstante, dicha referencia puede cambiar para cada caso, lo cual le quita generalidad.

Por este motivo, este manual propone que el indicador más general de prestaciones energéticas es la fracción solar. Que al carecer de referencia, hace más complejo evaluar la calidad de funcionamiento del SST, sin embargo, es un indicador del ahorro porcentual de energía que se está generando a partir del SST.

La fracción solar se define como la fracción de energía solar aportada a la demanda bruta de proceso, que es equivalente a la suma de las aportaciones solar y auxiliar.

$$FS = \frac{Q_{sol}}{Q_{aux} + Q_{sol}}$$

En el glosario, ver capítulo 9, hay una descripción detallada de cada una de ellas.

4.11.1.4 Indicadores de prestaciones económicas

Para evaluar los proyectos energéticos, usualmente se utilizan tres indicadores económicos, que hablan acerca de la rentabilidad de los proyectos, estos son:

- Tasa interna de retorno o tasa de rentabilidad (TIR)

Corresponde al promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de una inversión, y que indica el supuesto de una oportunidad para reinvertir. Dicho de forma más simple, es la tasa de descuento para el cual el valor actual neto (VAN) se hace nulo.

- Valor actual neto (VAN)

Este indicador corresponde a los valores presentes de una serie de flujos de caja proyectados a futuro, en el que se utiliza una tasa de descuento para conocer la desvalorización de los mismos. Es el indicador que debiera utilizarse para comparar distintos proyectos de inversión con un límite.

- Coste de energía normalizado (LEC, "Levelized Energy Cost")

La idea de este indicador es entregar el precio de producir una unidad de energía, considerando inversión y costos operacionales, durante un periodo determinado. Existen diferentes variantes sobre cómo calcular los costos asociados al proyecto, pero conceptualmente consiste en calcular los costos del proyecto (se puede considerar tasa de descuento y otros factores) y dividirlos por la cantidad de energía que se producirá en ese plazo.

4.11.2 Variables principales

A continuación se ofrece una lista de los variables comunes a optimizar y la lógica que supone su optimización.

4.11.2.1 Área de colectores

El área de colectores es un factor fundamental en el rendimiento técnico-económico de la planta, y se pueden identificar los siguientes efectos que tiene su variación:

- A medida que se incrementa el área de colectores, la temperatura de los acumuladores incrementa y el rendimiento del campo solar disminuye.
- Mientras más grande la superficie de colectores, aumenta la probabilidad de inoperancia del campo solar. El sistema seguirá absorbiendo energía solar, y es probable que en algún punto no sea capaz de evacuarla toda hacia el consumo. Si ocurre esta situación, las bombas deberían ser apagadas para evitar estancamiento.
- A medida que reducimos el área podemos ganamos rendimiento pero perdemos beneficios de la economía de escala de los costes globales de la instalación.

Esto quiere decir que para una determinada fracción solar y demanda térmica, el óptimo del área de colectores tenderá a ser el óptimo para entregar la determinada fracción de la energía requerida por el proceso industrial al mínimo coste de operación.

4.11.2.2 Orientación de los colectores

Por orientación de los colectores se entiende la definición de su ángulo azimutal y su inclinación. Es directo que la definición de estos parámetros define el máximo de radiación captada por los colectores. La forma en que la orientación influye en el sistema se define a partir de los siguientes puntos:

- Para el azimutal, cambios de hasta ± 30 grados a partir del óptimo, tienen una influencia de hasta un 5% en términos de producción solar, lo que quiere decir que existe un rango bastante amplio en que se puede definir sin tener pérdidas importantes.

- Para la inclinación ocurre el mismo fenómeno pero con una menor amplitud: variaciones de hasta ± 10 grados a partir del óptimo para el mismo 5%.
- El ángulo de inclinación y azimut dependen en gran medida de la latitud geográfica de la instalación. Sin embargo, el óptimo se define en base al perfil de la demanda anual (ver Sección 4.3.3)
- Sin considerar la demanda (o en casos de demanda plana), el óptimo del ángulo de inclinación es ligeramente inferior al valor absoluto de la latitud del lugar, para el aprovechamiento del recurso solar en la estación con mejor radiación disponible (verano).
- Para el azimutal, por lo general viene determinado por el perfil horario de la demanda y por la temperatura ambiente.
- La separación de filas de colectores puede ser calculada en base a la inclinación y azimutal para el día con la curva solar más baja del año, el solsticio de invierno (ver Sección instalación. Sin embargo, el óptimo se define en base a simulaciones dinámicas que contemplen este efecto entre filas de colectores.

4.11.2.3 Número de conexiones en serie – Caudal de campo

Como se revisa en detalle en la siguiente sección, el caudal de campo está relacionado con el número de conexiones en serie que se haga en el campo solar. Este determina en alguna medida la eficiencia y el tamaño de los equipos de impulsión, como se explica a continuación:

- Un caudal de campo demasiado elevado significa mayores pérdidas de carga y por ende mayores consumos parasitarios.
- Un caudal de campo más elevado también significa más diámetro necesario en las tuberías, por lo tanto mayores pérdidas térmicas y mayor costo de la inversión.
- Por el contrario, un caudal muy bajo, puede generar pérdidas de eficiencia en los colectores, y genera que la temperatura de trabajo esté más cerca a la temperatura de estancamiento.
- En resumen, debe optimizarse.

4.11.2.4 Acumuladores

El acumulador no sólo define la capacidad de almacenaje y disponibilidad energética del SST, sino que además tiene un peso directo en la situación termodinámica del campo solar y los fenómenos involucrados en él. La influencia de este parámetro y su optimización se puede explicar como sigue:

- A medida que el volumen de acumulación crece el rendimiento del sistema también lo hace, debido a que disminuye la temperatura de trabajo del campo solar, sin embargo, el costo del acumulador puede tener un crecimiento más alto que el rendimiento de los colectores, encontrar el óptimo volumen, es cuantificar el punto de equilibrio.

- La incorporación o no de elementos estratificadores, la posición de entradas y salidas, o el grosor del aislamiento, contribuyen también a dicha optimización.

4.11.2.5 DTLM intercambiadores

El salto térmico logarítmico medio de los intercambiadores (DTLM de sus siglas en inglés) es un factor que define en gran medida las dimensiones y características del intercambiador y podría alterar las condiciones de operación del campo y por lo tanto la eficiencia del mismo. Algunos de los factores que determina su optimización son los siguientes:

- Mientras más pequeño es este, mayor debe ser la tasa de transferencia térmica por unidad de superficie del intercambiador. Esto quiere decir que a medida que el salto térmico es más bajo, el intercambiador debe ser más eficiente (más grande, más costoso).
- Si el salto térmico es más bajo, quiere decir que el campo solar puede operar a menor temperatura por lo tanto incrementa su rendimiento, sin embargo, hay un aumento en el costo del intercambiador, puesto que para mejorar su eficiencia se debe aumentar el área de intercambio o la calidad de los materiales, factores que incrementan su precio.

En definitiva, requiere de una evaluación optimizada.

4.11.2.6 Aislación de componentes

La aislación de los componentes; intercambiadores, tuberías y acumuladores tiene un impacto directo sobre las pérdidas del sistema, y por ende, en el rendimiento del sistema solar térmico. Sin embargo, esto también quiere decir que la inversión tiene que ser mayor. Por lo tanto optimizarlo también es un equilibrio entre ahorros térmicos y eficiencia económica.

Aparte, las pérdidas térmicas tienen un límite para el grosor del aislante utilizado.

4.11.2.7 Regulación y control

Por regulación y control se entiende sobre todo al sistema de encendido y apagado automático de los circuitos, en particular del circuito secundario. Por lo general los sistemas automáticos conectan el primario con el secundario mediante el accionamiento de equipos de circulación o válvulas. Esto ocurre cuando el campo solar ya ha elevado su temperatura hasta cierto punto por sobre el fluido de secundario. Determinar la diferencia de temperatura a partir de la cual se comenzará a inyectar potencia al secundario, es parte del trabajo de la optimización.

1

Recopilación de antecedentes

- ✓ Estimación de la demanda
- ✓ Estimación del recurso solar (y otros valores ambientales)
- ✓ Condiciones de contorno

2

Diseño Conceptual

- ✓ Configuración SST y selección tecnología solar
- ✓ Condiciones de Operación y Seguridad
- ✓ Selección de colector
- ✓ Predimensionado Área y Volumen
- ✓ Layout de campo solar, acumulación y punto de conexión

3

Optimización Energético -Económica

- ✓ Métodos de cálculo
- ✓ Indicadores de prestaciones energéticas y económicas
- ✓ Optimización

4

Cálculo y selección de equipos y accesorios hidráulicos

- ✓ Diseño en detalle del interconexión del campo solar
- ✓ Diseño en detalle de la acumulación
- ✓ Dimensionado de tuberías, aislamientos, vasos de expansión, intercambiadores de calor y equipos de recirculación

5

Cálculos adicionales

- ✓ Cálculo cargas de viento

4.12 Diseño en detalle del interconexión del campo solar

Definir con exactitud la distribución y las condiciones de operación del campo solar es un procedimiento complejo e iterativo en términos de las variables que involucra. Sin embargo se puede realizar un procedimiento estándar que permite optimizar el rendimiento del circuito primario, minimizar algunas pérdidas del primario solar y mejorar la estratificación de la acumulación (en caso que exista).

El diseño en detalle del campo solar va más allá de la determinación del área total de colectores y la distribución de los mismos en el espacio disponible; el interconexión del campo solar persigue el diseño del campo de captadores que mejor se ajuste a la demanda contra la cual trabaja y en base a la configuración hidráulica propuesta. Para cada demanda y configuración existe, no sólo un área, sino un régimen de trabajo, un salto térmico de campo o caudal de campo óptimos; y en base a estos se puede proyectar la distribución hidráulica más favorable: la que tenga menos recorrido de tuberías, la que optimice costes e inversión, la que minimice las pérdidas térmicas sin perjudicar el rendimiento de los colectores. Todo ello teniendo presente conceptos intrínsecamente relacionados con el comportamiento del circuito de colectores, como es el comportamiento al estancamiento.

Dependiendo de las herramientas de cálculo utilizadas en la fase anterior de optimización, es bien probable que se aborde el detalle del interconexión del campo solar habiendo optimizado previamente: el salto térmico, caudal de campo y número de captadores en serie, con lo cual deberíamos saltar directamente al punto de 4.12.5 Distribución hidráulica optimizada.

Por consiguiente al final de esta sección quedarán definidos los siguientes conceptos:

- Salto térmico nominal de campo ΔT_{campo} [°C], que es el salto térmico nominal entre la impulsión y el retorno del campo de colectores.
- Caudal másico de campo por unidad de área $\dot{m}_{campo} \left[\frac{kg}{h \cdot m^2} \right]$, que es el caudal de la bomba dividido por la superficie de apertura del campo de colectores.
- Número de colectores en serie (y por consiguiente en paralelo).
- Y la distribución hidráulica más favorable en función del modelo de captador.

4.12.1 Conexión en serie o paralelo

Una explicación previa de las consecuencias de cada tipo de conexión: serie y paralelo.

Conexión en serie:

En este tipo de conexión, el caudal de salida de un colector es el de entrada del siguiente, lo que favorece el incremento de temperatura por unidad de masa de fluido. El caudal es el mismo para todo el circuito en serie. La pérdida de carga resultante es la suma de las pérdidas de carga de los colectores conectados en serie.

Conexión en paralelo:

Esta conexión consiste en conectar todas las entradas de los colectores a un mismo punto y todas las salidas a otro, de forma que el caudal del punto de conexión se divide en el número de colectores conectados en paralelo. El caudal dividido entre los diferentes elementos no tiene por qué ser el mismo (de hecho no lo es), y la pérdida de carga del captador, por consiguiente será difícil de predecir (incluso calcular) puesto que será la pérdida de carga del captador, trabajando sus distribuidores a un caudal aproximado del nominal por el número de captadores en paralelo y los capilares aproximadamente el nominal.

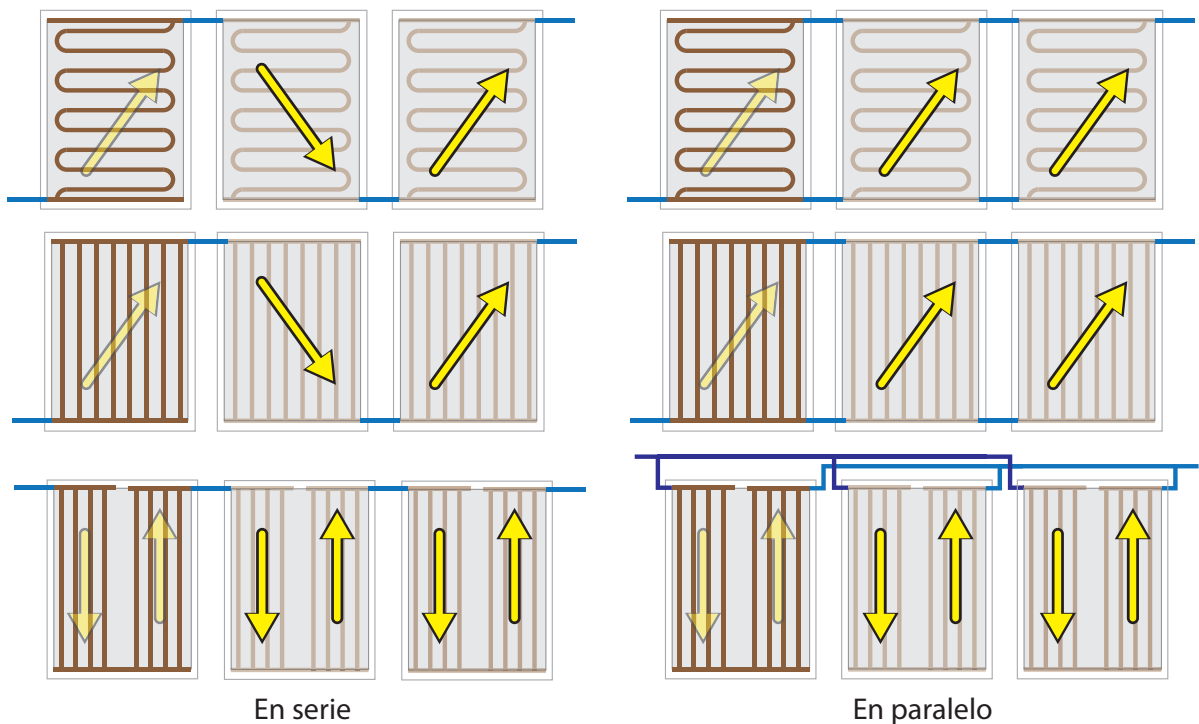


Figura 4.32 Tipos de conexión para distintos tipos de circuitos hidráulicos

Las relaciones básicas entre el campo y los colectores para cada una de las configuraciones serie paralelo se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.4 Características de distintos tipos de conexionado

	Serie	Paralelo
Caudal	$\dot{m}_{campo} = \dot{m}_{colector} / N_{serie}$	$\dot{m}_{campo} = \dot{m}_{colector}$
Salto térmico	$\Delta T_{campo} \sim \Delta T_{colector} \times N_{serie}$	$\Delta T_{campo} \sim \overline{\Delta T}_{colector} = \sum \Delta T_{colector, i} \times \dot{m}_{colector, i}$
Pérdida de carga	$\Delta P_{campo} = \Delta P_{colector} \times N_{serie}$	$\Delta P_{campo} > \overline{\Delta P}_{colector}$

4.12.2 Salto térmico de campo

El primer paso para la determinación del interconexionado es la determinación del salto térmico para el cual se diseña el campo de colectores.

Se puede afirmar que el salto térmico del campo solar ΔT_{campo} , estará relacionado íntimamente con el salto térmico del circuito secundario o de proceso $\Delta T_{proceso}$ o del punto de conexión, siempre en función de la fracción solar que se pretenda alcanzar. Dicha relación se puede reflejar de la siguiente forma:

$\Delta T_{campo} \cong \Delta T_{proceso}$ Cuando la fracción solar es elevada.

Esto se puede explicar con dos contraejemplos:

- En primer lugar, si $\Delta T_{campo} > \Delta T_{proceso}$ la temperatura de trabajo del campo de colectores es innecesariamente mayor que para el caso $\Delta T_{campo} \cong \Delta T_{proceso}$ por lo tanto, el rendimiento de los colectores será menor y la producción energética se verá reducida.

- El segundo caso es cuando $\Delta T_{campo} < \Delta T_{proceso}$. En esta situación el campo de colectores va a necesitar más recirculaciones para alcanzar la temperatura de proceso consigna, con lo cual se va a tardar más tiempo en disponer de la temperatura de servicio, o en todo caso lo hará a un ritmo más lento que para el caso en que $\Delta T_{campo} \cong \Delta T_{proceso}$. Esto asumiendo que se pretenda ir a una fracción solar elevada y no a un precalentamiento en cuyo caso esto no sería de aplicación. Además el acumulador necesariamente estará menos estratificado, con lo cual la temperatura de retorno al campo, para altas fracciones solares, será más elevada y por consiguiente es más que posible que también disminuya el rendimiento de los colectores.

De lo anterior por consiguiente se deduce que: $\Delta T_{campo} \leq \Delta T_{proceso}$ cuando la fracción solar es baja y el punto de conexión es en línea con el sistema de generación auxiliar (como precalentamiento).

Esto tiene sentido ya que en este punto de conexión, si la demanda es alta en relación con la fracción solar, el ΔT_{campo} puede disminuir y sin embargo seguirá entregando el máximo de energía disponible al sistema sin importar las fluctuaciones en la demanda, por lo tanto no hay disminución del rendimiento global.

Adicionalmente, influiría positivamente en el rendimiento del campo, debido a una reducción en su temperatura de trabajo.

4.12.3 Caudal de campo

La determinación del caudal de campo es el segundo paso de completar en la definición del interconexión. Antes de entrar en el detalle conviene definir las relaciones físicas entre salto térmico y caudal de campo en el campo de colectores.

Si se supone en campo de colectores como una “caja negra” sobre la que incide una determinada cantidad de energía y a través de ella circula un determinado caudal, generando así un salto térmico, en virtud de la ecuación:

$$\dot{Q}_{campo} = \bar{G} \cdot \eta = \dot{m}_{campo} C_{p1} \Delta T_{campo} \quad [21]$$

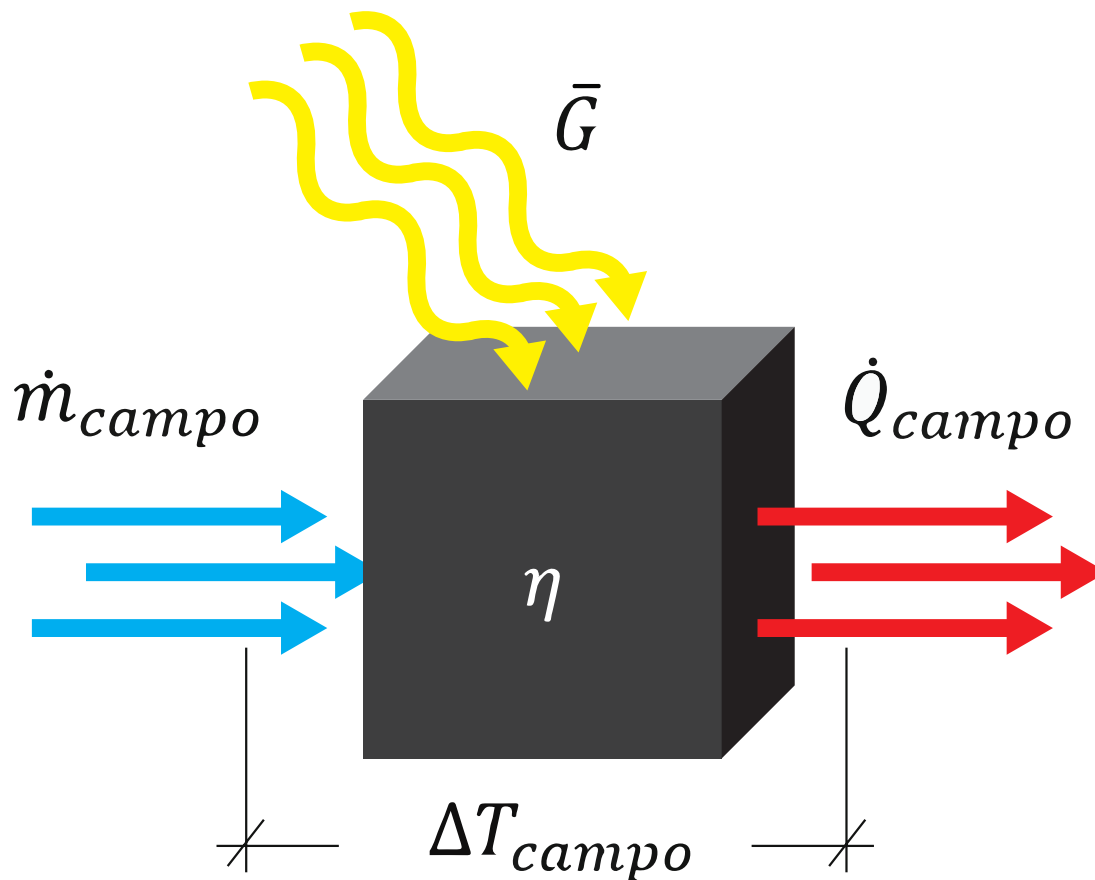


Figura 4.33 Esquema colectores como caja negra

En dónde \dot{Q}_{campo} es la potencia térmica generada por el campo solar, ΔT_{campo} es el salto térmico del campo solar, y C_{p1} es la capacidad calorífica del mismo y η es el rendimiento del colector seleccionado anteriormente. Cabe destacar que el caudal másico está normalizado por metro cuadrado de superficie de colectores, vale decir, si se multiplica por la superficie de colectores, entonces entrega el caudal másico que circula por el circuito primario en [kg/hr].

$$\dot{m}_{campo} = \frac{\bar{G} \cdot \eta}{C_{p1} \Delta T_{campo}} \quad (22)$$

Reescribiendo la ecuación en otros términos y considerando unas condiciones estándar de funcionamiento (\bar{G} , η y la C_{p1} son constantes), y consecuentemente resulta que existe una relación inversamente proporcional entre ΔT_{campo} y \dot{m}_{campo} :

$$\dot{m}_{campo} \propto 1 / \Delta T_{campo} \quad (23)$$

Mientras más elevado sea el salto térmico del campo solar, más bajo será el caudal de campo y a la inversa.

Suponiendo que el fluido de trabajo es agua y que su poder calorífico es constante para el rango de operación, entonces se puede construir la Tabla 4.4.

Tabla 4.5 Regímenes de flujo para un colector con $n=0,7$, un fluido de trabajo con $C_p = 4,18 \text{ kJ} / \text{kg} \cdot \text{K}$, y una radiación $C_p = 4,18 \text{ kJ} / \text{kg} \cdot \text{K}$.

ΔT_{campo}	\dot{m}_{campo}
$[^{\circ}\text{C}]$	$\left[\frac{\text{kg}}{\text{hr} \cdot \text{m}^2} \right]$
10	60,3
20	30,1
30	20,1
40	15,1
50	12,1

4.12.4 Número de colectores en serie

Una vez seleccionado un caudal de campo, entonces lo siguiente es definir el número de colectores que se habrán de colocar en serie. Para ello necesitaremos simplemente el caudal del colector $\dot{m}_{colector}$ además el caudal de campo \dot{m}_{campo} . Puesto que, como se verá a posteriori, la expresión más adecuada para calcular el número de colectores en serie depende únicamente de estas dos variables.

Usualmente **los colectores están diseñados para un caudal de trabajo $\dot{m}_{colector}$ que optimiza su rendimiento en función de su configuración interna** (arpa o meandro). Esta información debería ser facilitada por el fabricante, o debiera ser calculada previamente, puesto que es un dato necesario para que este análisis sea posible. En cualquier caso debemos utilizar como caudal de referencia de colector el caudal que figura en el ensayo de rendimiento del mismo pues tal y como se expuso en su momento los coeficientes de rendimiento se obtienen en unas determinadas condiciones y deben corregirse al operarse en otras.

Llegados a este punto tenemos:

- Un salto térmico de campo, el ΔT_{campo} , (definido por el de proceso o punto de conexión), con el que se determina \dot{m}_{campo} .

- Un caudal nominal de trabajo del colector $\dot{m}_{\text{colector}}$ con el que se ha hecho el ensayo de rendimiento –supuestamente- y que optimiza su rendimiento en función de su configuración interna del mismo.

El objetivo perseguido es ajustar el diseño del campo de colectores para conseguir el caudal de campo deseado. Para ello se pueden establecer dos criterios:

1. Conectarlo todo el paralelo y ajustar el caudal que circula por cada colector se adapte al caudal de campo, en otros términos: ajustar el caudal de la bomba del primario, al producto del caudal de campo por el área de absorbedor y listo. Esta configuración de campo generará menos pérdidas de carga en general, sin embargo ocasionará que los colectores operen con un caudal, en unas condiciones, que pueden distar significativamente del óptimo, lo que podría generar reducciones relevantes de la eficiencia.
2. Que el caudal que circula por cada colector sea el óptimo sugerido de acuerdo a su diseño hidráulico, de acuerdo al ensayo realizado para la obtención de la curva de rendimiento. Para este último caso, se puede definir la siguiente relación:

$$\dot{m}_{\text{campo}} = \frac{\dot{m}_{\text{colector}}}{N_{\text{serie}}} \rightarrow N_{\text{serie}} = \frac{\dot{m}_{\text{colector}}}{\dot{m}_{\text{campo}}} \quad (24)$$

En que N_{serie} es el óptimo de conexiones en serie para que se cumpla el segundo criterio. Esta relación se cumple porque los flujos máscos están expresados por unidad de área. Evidentemente, este valor podría ser un número no entero, con lo que se debe realizar una aproximación al entero más cercano y ajustar entonces el caudal del colector, para que el caudal de campo sea el óptimo.

Si dicha aproximación se hace hacia el número mayor, entonces $\dot{m}_{\text{colector}}$ será mayor que el óptimo, por ende su rendimiento y las pérdidas de carga tenderán a aumentar, mientras que si se aproxima hacia el número menor, entonces se producirá reducción del rendimiento, pero también de las pérdidas de carga.

Siguiendo cualquiera de los dos criterios, el valor de N_{serie} queda determinado, sin embargo, ese número de N_{serie} puede ser construido de diferentes formas, como una combinación de colectores en serie o en paralelo, como muestra la figura xx, en dónde el caudal de campo \dot{m}_{campo} de las tres configuraciones hidráulicas es equivalente.

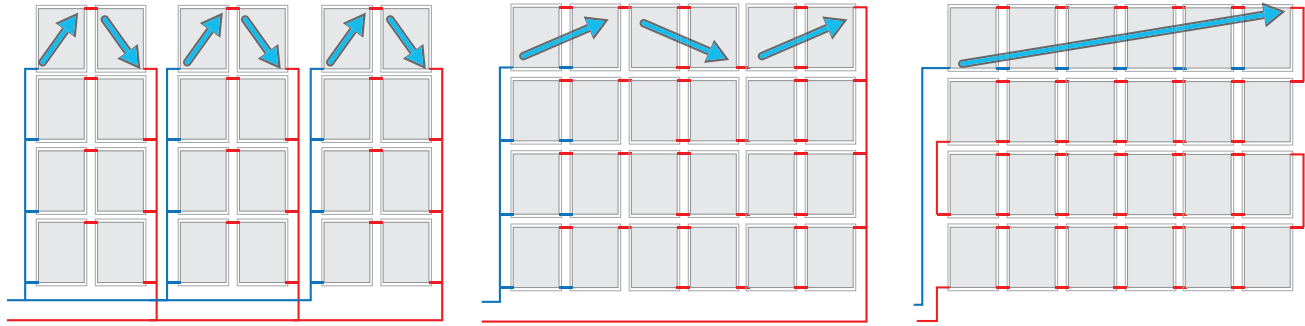


Figura 4.34 Esquemas de distribución hidráulica de colectores

Esto es conceptualmente lo que se entiende como configuración de la batería de colectores, que se explica en la siguiente sección.

4.12.5 Distribución hidráulica optimizada

La configuración de batería de colectores hace referencia a las formas posibles que hay de distribuir colectores en serie/paralelo en función de conseguir que se cumpla el caudal de campo \dot{m}_{campo} y el caudal nominal de trabajo del colector $\dot{m}_{colector}$ o el ajuste al que se haya llegado de los mismos.

La mejor configuración de baterías de colectores es aquella que maximiza la cantidad de circuito hidráulico que atraviesa el campo a través de los colectores. Este criterio minimiza los tramos de tubería que conectan los colectores de manera externa, disminuyendo la inversión y pérdidas de presión y calor del circuito.

Sumados a este, se deben tener en cuenta los siguientes factores:

- Número máximo de colectores conectados en paralelo (definido por fabricante)²⁶.
- Comportamiento al estancamiento de la distribución.
- Pérdidas de carga a lo largo de una batería.

De la Figura 4.33, la primera configuración es la que considera mayores instalaciones hidráulicas por fuera de los colectores. La segunda configuración mejora esta situación y la tercera lo hace aún más. Sin embargo, la última tiene pérdidas de carga más elevadas que la segunda y dependiendo del tipo de colector, puede que supere el máximo de conexiones en paralelo recomendadas.

El máximo de colectores conectados en paralelo es un dato de fabricante que define el número de colectores a partir del cual se produce una descompensación de presión a causa de las pérdidas de carga. A partir de ese valor, se reduce significativamente (5%-10%) el rendimiento de los colectores.

26. Éste debería informarnos también del desequilibrio que se produce entre los caudales dentro de las agrupaciones en paralelo.

4.13 Cálculo y selección de tuberías

El cálculo y selección de materiales de las tuberías depende principalmente con los siguientes parámetros:

- Caudal.
- Velocidad del fluido.
- Presión y temperatura máxima de operación.
- Pérdidas de carga admisibles.
- Requisitos adicionales del circuito, como por ejemplo, uso sanitario o de fluido corrosivo.

Criterios generales

El rango general de pérdidas de carga para instalaciones hidráulicas oscila entre los 100 y los 400 Pa/m. 250 Pa/m representa bastante bien el promedio utilizado. Rangos más amplios pueden ser aptos, siempre y cuando se tomen las precauciones del caso.

En circuitos cerrados también se usan otros criterios, como por ejemplo se limita la velocidad para 1,2 m/s para diámetros menores a 50 mm. Esta limitación está basada en información no concluyente que apunta a que en ese rango de velocidades se comienza a producir ruido en las tuberías. El ruido debido a la velocidad no se produce por el líquido circulante, sino por el aire, caídas de presión, turbulencia o una mezcla de todas, que pueden decantar en problemas de cavitación o flash de líquido a gas. Por esto, pueden utilizarse velocidades mayores si se toman las precauciones adecuadas para eliminar el aire al interior del circuito y la turbulencia.

Cálculo de pérdidas

Si bien existen diversos métodos para calcular las pérdidas en tuberías, este manual hace uso de la correlación de Darcy Weisbach, que postula que las pérdidas de presión ΔP son proporcionales a al inverso del diámetro interno D_i de la tubería por la energía cinética E_c , como explica la Ecuación (31).

$$\Delta P \propto \frac{E_c}{D_i} \rightarrow \Delta P = K_f \cdot \frac{E_c}{D_i} \quad (25)$$

$$E_c = \frac{\rho v^2}{2} \quad (26)$$

En dónde ρ es la densidad del fluido y v su velocidad, que puede ser calculada como:

$$v = \frac{\dot{m}}{A_s \cdot \rho} = \frac{\dot{m}}{\pi (D_i / 2)^2 \cdot \rho} \quad (27)$$

Por último la constante de proporcionalidad K_f es una correlación entre el coeficiente de fricción del material f' y el número de Reynolds Re del fluido.

$$K_f = \left(\frac{f'}{D_i} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} \quad (28)$$

$$Re = \frac{D_i \cdot v}{(\mu_d / \rho)} \quad (29)$$

En dónde μ_d es el coeficiente de roce dinámico del fluido.

Con estas ecuaciones se construyeron las tablas disponibles en el Anexo 11.1, para tuberías de Acero, Cobre y Polipropileno (PPR).

Adicionalmente, también es parte del circuito hidráulico la serie de conectores y válvulas que controlan los flujos, componentes que conllevan sus propias pérdidas de carga.

$$\Delta P_{puntuales} = k_{val} \cdot E_c \quad (30)$$

En dónde k_{val} son los coeficientes de la Tabla 4.5.

Tabla 4.6 Coeficientes de pérdida para valvulería

Componente	k_{val}
Te, con flange, divisora de línea d flujo	0,2
Te, con hilo, divisora de línea flujo	0,9
Te, con flange, divisora en rama de flujo	1
Te, con hilo, divisora en rama de flujo	2
Union con hilo	0,08
Codo con flange 90°	0,3
Codo con hilo 90°	1,5
Codo con hhilo 45°	0,4
Valvula de globo, abierta	10
Válvula de compuerta, completamente abierta	0,15
Válvula de compuerta, 3/4 abierta	0,26
Válvula de compuerta, 1/2 abierta	2,1
Válvula de compuerta, 1/4 abierta	17
Válvula de esfera, completamente abierta	0,05
Válvula de esfera, abierta 2/3	5,5
Válvula de esfera, abierta 1/3	200

4.14 Cálculo de intercambiadores

Recomendaciones previas

- Se recomienda utilizar válvulas de corte en todas las salidas y entradas del intercambiador.
- Se recomienda colocar los accesorios necesarios para hacer el mantenimiento, como válvulas de purga y de desagüe entre las válvulas de corte y las bocas del intercambiador.
- El soporte y ubicación del intercambiador deberían permitir remover las placas con facilidad en caso de que sea ese tipo de tecnología.
- Un sensor manométrico en la salida y entrada del intercambiador permite tener control sobre la evolución en las pérdidas de carga en relación al factor de ensuciamiento.
- Para intercambiadores con superficies de intercambio superiores a los 500 m², se recomienda la instalación de dos intercambiadores en paralelo, para facilitar las tareas de mantenimiento sin perder horas de operación.
- Es recomendable instalar los intercambiadores en espacios interiores y aislados para que se minimicen las pérdidas entre fluidos y medio ambiente.
- Si se utiliza un intercambiador de placas, su instalación siempre se debería de hacer en flujos cruzados (caliente primario enfrentado a frío secundario y viceversa).
- Los intercambiadores deben siempre aislarse.

Dimensionado: variables de diseño

Para dimensionar un intercambiador, se debe considerar a lo menos los siguientes parámetros:

- Potencia nominal.
- Caudales de diseño.
- Temperaturas nominales de entrada y salida.
- Eficiencia del intercambiador.

Una forma de calcular la potencia máxima del intercambiador es a partir de la irradiancia máxima G_{max} de la ubicación y el rendimiento máximo del colector a la temperatura de trabajo η_{col} .

$$P = G_{max} \cdot \eta_{col} \quad (31)$$

Dónde P , es la potencia del intercambiador y A su área de intercambio (m²).

Dimensionado: caudal de diseño

El caudal de diseño del intercambiador en el circuito primario, corresponde al caudal de campo multiplicado por el área de apertura, calculado anteriormente. Para maximizar el intercambio energético, será necesario igualar la capacidad calorífica de ambos circuitos. La capacidad calorífica de un circuito está dada por la siguiente expresión:

$$C_i = \dot{m}_i \cdot C_{pi} \quad (32)$$

$$\dot{m}_2 = \dot{m}_1 \cdot \frac{C_{p1}}{C_{p2}} \quad (33)$$

Dónde \dot{m}_i es el caudal másico de cada circuito y C_p es la capacidad calorífica del fluido que transporta.

Dimensionado: Salto térmico (DTLM)

El salto térmico logarítmico medio (DTLM de sus siglas en inglés) entre circuitos es escogido para la selección del intercambiador es importante ya que la selección de un valor elevado puede comportar una pérdida de eficiencia importante en los colectores. Por otro lado, un valor demasiado bajo implica un mayor costo en la adquisición del intercambiador que no siempre se justifica con la ganancia de eficiencia de captación. Un valor aceptable está en el rango $4^\circ\text{C} - 7^\circ\text{C}$.

El salto térmico, se puede calcular como sigue:

$$\text{DTLM} = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln(\Delta T_1 / \Delta T_2)} \quad (34)$$

$$\Delta T_1 = T_{ent,prim} - T_{ent,sec} \quad (35)$$

$$\Delta T_2 = T_{sal,prim} - T_{sal,sec} \quad (36)$$

Dimensionado: Punto de diseño

Como punto de diseño se entiende a la colección de datos termodinámicos que determinan las dimensiones y la tecnología a utilizar por el intercambiador. Usualmente, si el intercambiador se manda a construir, el fabricante preguntará por esta información para sugerir diseños y tecnologías.

El punto de diseño de un intercambiador queda definido por 6 parámetros (4 temperaturas y 2 caudales). De estos, el demandante deberá definir 5.

Los caudales ya están definidos anteriormente, sólo queda definir las temperaturas como sigue:

1. La temperatura de entrada del circuito secundario $T_{ent,sec}$ está definida por el punto de conexión a la industria.

2. La temperatura de salida del primario $T_{sal,pri}$ será por tanto:

$$T_{ent,pri} = T_{ent,sec} + DTLM \quad (37)$$

3. La temperatura de salida del lado primario será por lo tanto

$$T_{sal,pri} = T_{ent,pri} + \Delta T_{campo} \quad (38)$$

Dónde ΔT de campo se ha determinado según el interconexionado de colectores.

Con esta información se puede verificar la potencia del intercambiador como:

$$P = \dot{m}_1 \cdot (T_{sal,pri} - T_{ent,pri}) \cdot C_{p1} \quad (39)$$

Lo cual debe cumplir con la norma especificada a principios de esta sección.

4.15 Cálculo y selección de equipos de impulsión

La selección de los equipos de impulsión tiene que ser de acuerdo al caudal previamente calculado y la suma de todas las pérdidas de carga de los equipos, tuberías y accesorios del recorrido más desfavorable. Las condiciones de cálculo de caudal y pérdidas de carga se calcularán para el punto más desfavorable.

Para instalaciones de cierta envergadura se deberían montar dos bombas idénticas en paralelo, para que en caso de falla de alguna de ellas, de forma automática pueda activarse la de reserva. En algunas normativas se recomienda que esto se realice en instalaciones solares térmicas, cuando el campo colectores es mayor de 50 m², pero el criterio debe estar basado preferiblemente en un coste beneficio entre la sobreinversión de estos equipos de reserva (con sus válvulas, montaje y regulación) y el coste económico de la no producción durante la parada de la instalación solar térmica cuando se produce el fallo en los equipos.

Debido a las altas temperaturas que se pueden alcanzar en el circuito solar, las bombas se deben situar en la zona en que el fluido de trabajo se encuentre más frío (tubería de retorno de colectores del circuito primario) o bien escoger un diseño que acepte las máximas temperaturas.

Es recomendable que la bomba pueda ser aislada completamente del circuito hidráulico (mediante válvulas de cierre) donde se encuentre conectada, para hacer las operaciones de mantenimiento.

Una bomba debería considerar un sistema sencillo de purga o desaireación. Que es la operación de sacar el aire de la red hidráulica para evitar daños en la bomba por golpes de presión o cavitación.

En circuitos a caudal variables resulta muy interesante la instalación de variadores de frecuencia y así contribuir también al ahorro energético en consumos parasitarios.

4.16 Cálculo de aislación térmica

En una instalación solar térmica deben aislarse correctamente todos los equipos y accesorios a excepción de los captadores y los equipos que requieran refrigeración como son los motores de las bombas, los vasos de expansión y los motores de actuadores. El resto de elementos debe de ser debidamente aislados evitando los puentes térmicos.

El grosor del aislamiento, pese a que está sujeto a una normativa, sería una cuestión a optimizar en los cálculos previos, pues puede ser más rentable un diámetro mayor al establecido. Como orden de magnitud, las pérdidas térmicas en las tuberías no deberían superar el 2,5% del calor máximo transportado.

Para el caso del acumulador, es recomendable una aislación del espesor correspondiente a las tuberías de más de 140 mm de diámetro (ver Tabla 4.7). Mientras que para los intercambiadores se recomienda un espesor no menor a 30 mm.

Tabla 4.7 Espesores sugeridos de aislación para tubería

Diámetro exterior de tuberías sin aislar (mm)	Temperatura máxima del fluido (°C)		
	40 a 60	61 a 100	101 a 180
$D \leq 35$	25	25	30
$35 < D \leq 60$	30	30	40
$60 < D \leq 90$	30	30	40
$90 < D \leq 140$	30	40	50
$140 < D$	35	40	50

Además si el material aislante tiene una conductividad térmica λ , distinta a 0,04 W/mK, el espesor mínimo e (mm), que debe usarse, se puede determinar en función del espesor de referencia e_{ref} , que aparece en la tabla anterior.

- Para superficies planas:

$$e = e_{ref} \cdot \lambda / \lambda_{ref} \quad (40)$$

- Para superficies cilíndricas:

$$e = \frac{D_i}{2} \left[\exp \left(\frac{\lambda}{\lambda_{ref}} \cdot \frac{\ln(D_i + 2e_{ref})}{D_i} \right) - 1 \right] \quad (41)$$

Dónde D_i es el diámetro interior de la sección circular y λ_{ref} es la conductividad térmica de referencia 0,04 W/mK.

4.17 Cálculo de vaso de expansión

El objetivo principal de un vaso expansión es compensar las dilataciones derivadas de los cambios de temperatura del fluido, manteniendo así la presión del circuito dentro de un rango aceptable durante la operación del SST.

En la Figura 4.35 se puede verificar los distintos niveles de presión y a qué volumen equivale el vaso de expansión.

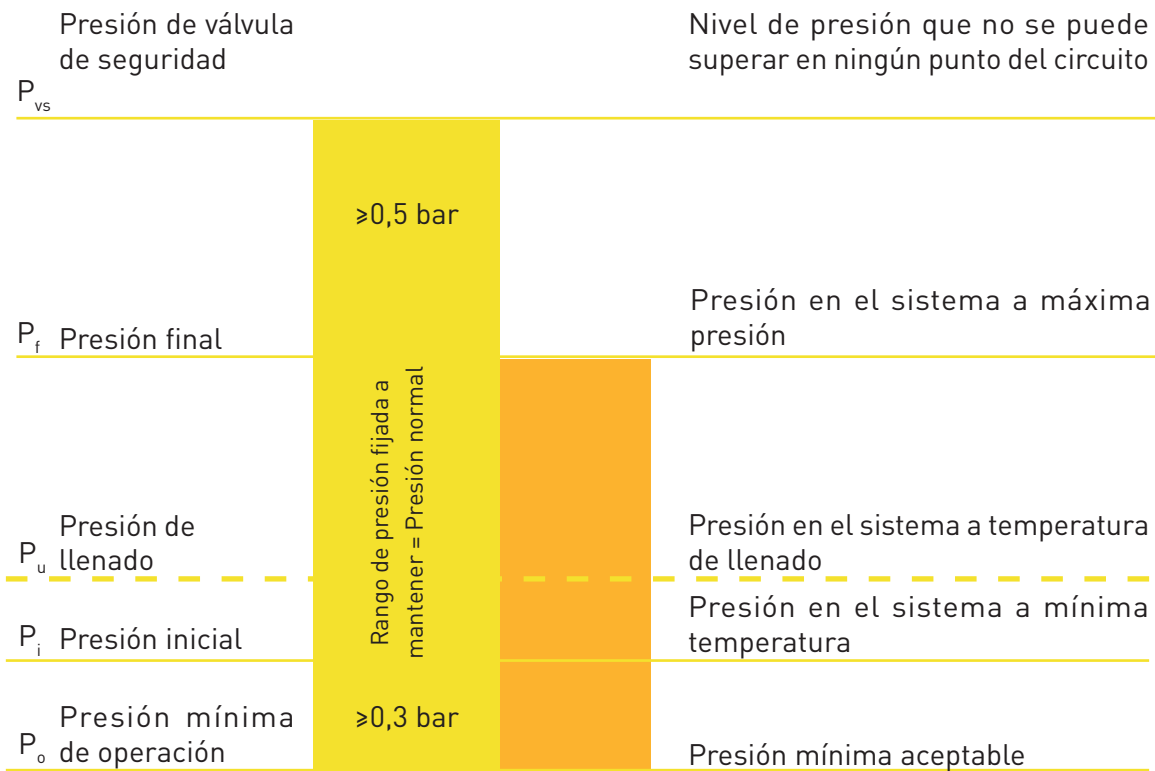


Figura 4.35 Presiones para un SST

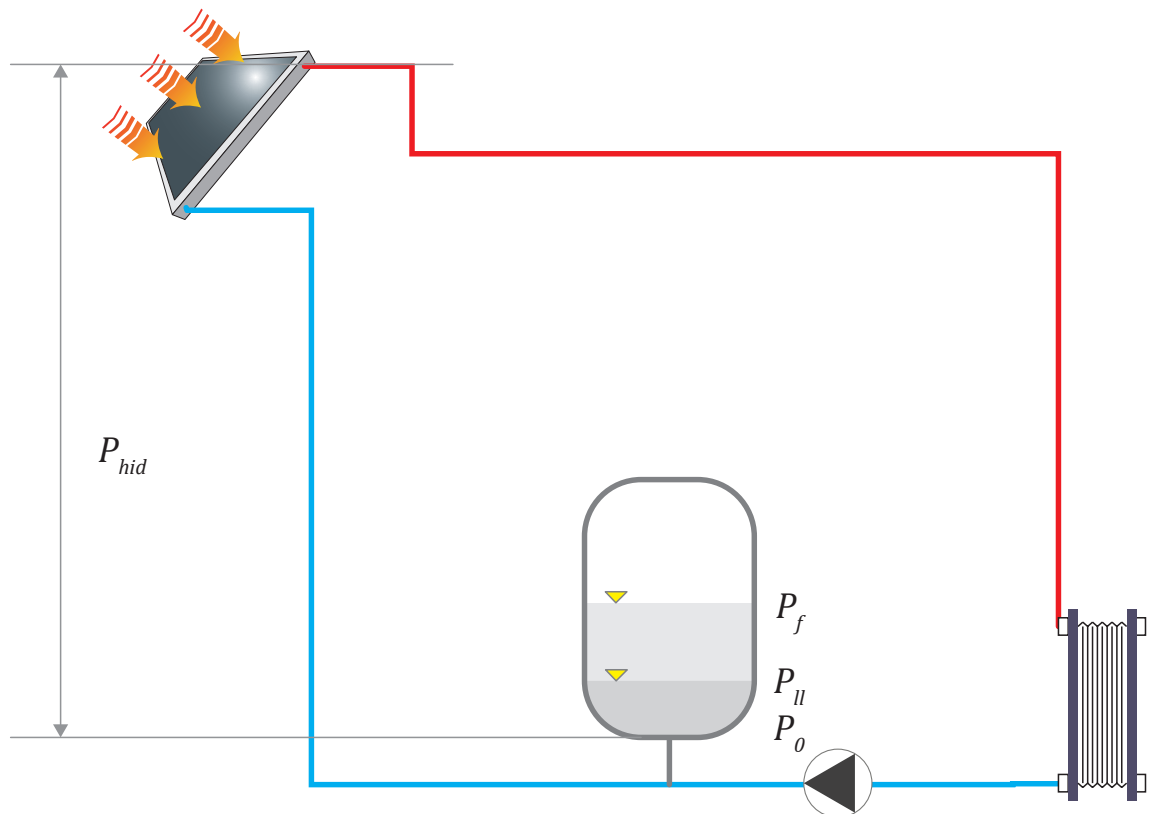


Figura 4.36 Esquema vaso expansión y presiones

- Presión mínima de operación p_o : Es la presión mínima que evita las cavitaciones, evaporaciones y los vacíos (presiones inferiores a 0) en cualquier punto del circuito. Es la presión a la que debe estar presurizado el gas dentro del vaso de expansión antes de ser instalado. Como los vasos van con una carga de presión p_o de fábrica, es muy importante que este valor se chequee antes de instalar el vaso y anualmente en la operación de mantención.
- Presión inicial p_i : Es la presión mínima p_o más un margen de seguridad que garantiza que el circuito se mantendrá presurizado por encima del margen de seguridad de p_o considerando las pérdidas normales de fluido del circuito.
- Presión de llenado p_{II} : Es la presión recomendada para utilizar durante una operación de llenado del circuito, y debería ser calculada en base a la temperatura del fluido ingresado y al nivel de presión inicial que se tenga. Normalmente esta presión es muy parecida a la presión inicial p_i .
- Presión final p_f : Es la presión que podría alcanzar el sistema considerando la máxima expansión del fluido debido a su temperatura de operación. Para aquellos circuitos con posibilidad de evaporación, considera también el aumento de volumen debido al cambio de fase.
- Presión de la válvula de seguridad p_{vs} : Es la presión final p_f , más un margen de seguridad.

4.17.1 Integración hidráulica

La presión a la que esté sujeta el vaso de expansión dependerá en gran medida del punto de su integración en el circuito hidráulico. Principalmente, la gran diferencia está en que si este se localiza antes o después del equipo de impulsión. La Figura 4.36 muestra las situaciones descritas.

Para el primer caso, la presión de mínima de operación p_0 no contiene al salto de presión de la bomba ΔP_b . Y para el segundo sí se debe considerar.

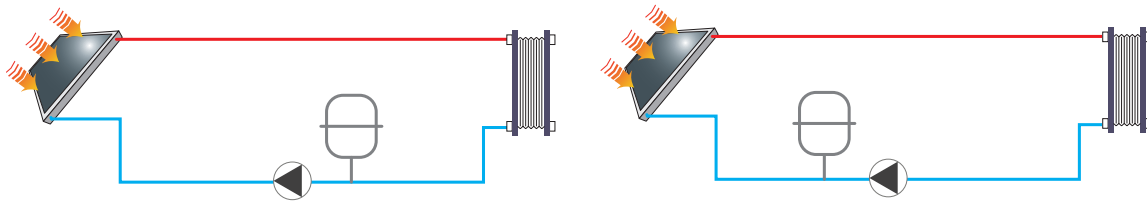


Figura 4.37 Puntos de conexión del vaso expansión

4.17.2 Cálculo del vaso expansión

Los fenómenos que un vaso de expansión debiera considerar para su diseño son:

- La presión a la que la bomba puede cavitarse
- La presión generada por la producción de vapor (sobre todo en el circuito primario para los momentos de estancamiento).
- La presión generada debido a la dilatación del fluido de trabajo
- El cambio de presión de acuerdo a los equipos de impulsión
- La temperatura máxima de operación (la temperatura hasta la que se considera la dilatación del fluido)

La expresión de cálculo del vaso de expansión, que considera todos los factores mencionados, es la siguiente:

$$V_{ve} = (V_d + V_{ev} + V_{prell}) \cdot \frac{P_f + 1}{P_f - P_0} \quad (42)$$

$$V_d = V_{circuito} \cdot c_{expansión} \quad (43)$$

$$V_{ev} = V_{colcetores} \cdot c_{evaporación} \quad (44)$$

$$V_{prell} = V_{circuito} \cdot \eta_{prellenado} \quad (45)$$

Donde:

V_{circuito} : Volumen del fluido de trabajo del circuito (considerando todas las tuberías y componentes).

$V_{\text{colectores}}$: Volumen de los colectores, o de alguna otra tecnología que pudiera generar evaporación.

$c_{\text{expansión}}$: Coeficiente de expansión térmica debido a la variación de temperatura. Se puede calcular como la diferencia entre la densidad del líquido a temperaturas mínima y máxima de operación .

$c_{\text{evaporación}}$: Es el coeficiente de expansión debido al cambio de fase, se puede calcular como la diferencia de densidades entre el estado gaseoso y líquido del fluido de trabajo.

$\eta_{\text{prellenado}}$: Corresponde a la fracción de volumen que habita el circuito, antes de la operación de llenado. Usualmente este valor se toma como 0,05.

Cálculo de presiones

- Presión mínima del circuito P_0 :

$$P_0 = P_{ev} + P_{cav} + P_{hid} + \Delta P_b \quad (46)$$

$$P_{cav} = NPSH \cdot \rho \cdot g \quad (47)$$

$$P_{hid} = \rho g h_{max} \quad (48)$$

Donde:

P_{ev} : Presión de evaporación para el fluido de trabajo para la temperatura máxima de operación del circuito. (Se puede sustraer de la Figura 4.22) para agua como fluido caloportador.).

P_{cav} : Presión de cavitación para las bombas, se puede calcular con el NPSH (información de su ficha técnica), la densidad ρ del fluido y la aceleración gravitacional g . Usualmente, el NPSH está dado en metros, con lo que hay que considerar que la ecuación da como resultado presión en Pascales y el resto de presiones calculadas está en bares.

P_{hid} : Presión hidrostática o de columna de agua, equivale a la presión generada por la altura máxima h_{max} del circuito sobre el nivel del vaso de expansión.

ΔP_b : Es el aumento de presión ocasionado por la bomba, puede interferir o no en la ecuación, dependiendo del punto de conexión, como se explica en el punto anterior, de integración hidráulica.

- Presión inicial del circuito P_i :

$$P_i = P_0 + 0,3 \text{ bar} \quad (49)$$

- Presión final del circuito P_f :

$$P_f = P_{vs} - 0,5 \text{ bar} \quad (50)$$

- Presión de la válvula de seguridad P_{vs} :

$$\begin{aligned} P_{sv} \leq 5 \text{ bar} &\rightarrow P_{vs} \geq P_0 + 1,5 \text{ bar} \\ P_{sv} > 5 \text{ bar} &\rightarrow P_{vs} \geq P_0 + 2,0 \text{ bar} \end{aligned} \quad (51)$$

- Presión de llenado P_{ll} :

$$P_{ll} = V_{ve} \cdot \frac{P_0 + 1}{V_{ve} - V_{circuito} \cdot \eta_{expansión}} \quad (52)$$

4.17.3 Cálculo del vaso tampón de temperatura

En caso que la temperatura máxima del vaso de expansión sea inferior a la temperatura máxima de operación del circuito es necesario conectar un vaso tampón de temperatura. La función del vaso tampón es enfriar al fluido caloportador para que no dañe al vaso de expansión, y su volumen ha de ser calculado para que la mezcla entre su volumen y el volumen proveniente del circuito no superen la temperatura máxima del vaso de expansión.

En forma matemática, esto se puede expresar como:

$$(V_d + V_{ev}) \cdot T_{\max\text{-op}} + V_{\text{vaso-tam}} \cdot T_{\max\text{-amb}} = (V_{ev} + V_{\text{vaso-tam}}) \cdot T_{\max\text{-ve}} \quad (53)$$

$$V_{\text{vaso-tam}} = (V_d + V_e) \cdot \frac{T_{\max\text{-op}} - T_{\max\text{-ve}}}{T_{\max\text{-ve}} + T_{\max\text{-amb}}} \quad (54)$$

En dónde:

$T_{\max-op}$: Es la temperatura máxima de operación del circuito.

$T_{\max-amb}$: Es la temperatura máxima ambiente. (Es la temperatura a la que debería estar el vaso tampón cuando no está actuando, es decir, en reposo).

$T_{\max-ve}$: Es la temperatura máxima admisible por el vaso de expansión (antes que se funda la membrana).

$V_{vaso-tam}$: Es el volumen del vaso tampón.

4.18 Cálculo de válvulas

Para escoger las válvulas adecuadas y sus localizaciones en la instalación, se recomienda revisar los siguientes criterios:

- Cada batería de colectores que pudiera ser apagada debería considerar al menos una válvula de seguridad elegida para operar en las condiciones de trabajo críticas (a la temperatura de estancamiento y congelación). Adicionalmente, cada válvula debería resistir al fluido de trabajo que circula por su interior (por temas de corrosión principalmente).
- Las válvulas de seguridad deberían ser escogidas para poder desalojar el máximo de caudal o volumen de vapor que se pudiera producir en su brazo del circuito hidráulico.
- Debe tenerse en consideración para la localización de las válvulas, el riesgo que estas pueden significar para personas, materiales o ambiente.

1

Recopilación de antecedentes

- ✓ Estimación de la demanda
- ✓ Estimación del recurso solar (y otros valores ambientales)
- ✓ Condiciones de contorno

2

Diseño Conceptual

- ✓ Configuración SST y selección tecnología solar
- ✓ Condiciones de Operación y Seguridad
- ✓ Selección de colector
- ✓ Predimensionado Área y Volumen
- ✓ Layout de campo solar, acumulación y punto de conexión

3

Optimización Energético -Económica

- ✓ Métodos de cálculo
- ✓ Indicadores de prestaciones energéticas y económicas
- ✓ Optimización

4

Cálculo y selección de equipos y accesorios hidráulicos

- ✓ Diseño en detalle del interconexión del campo solar
- ✓ Diseño en detalle de la acumulación
- ✓ Dimensionado de tuberías, aislamientos, vasos de expansión, intercambiadores de calor y equipos de recirculación

5

Cálculos adicionales

- ✓ Cálculo cargas de viento

4.19 Cálculo de cargas de viento

La mayoría de los colectores, en especial los planos, reciben esfuerzos de acuerdo a la velocidad y dirección del viento, por lo que es importante conocer dichas cargas para validar su posicionamiento en la planta y verificar si los sistemas de anclaje son lo suficientemente robustos para todas las situaciones posibles.

A continuación se ofrece un método de análisis de cargas de viento que modela las reacciones generadas como se puede apreciar en la Figura 4.37. En base a los valores obtenidos para las reacciones, se puede consultar la norma correspondiente y dimensionar los anclajes, tarea que no está en los alcances de este manual.

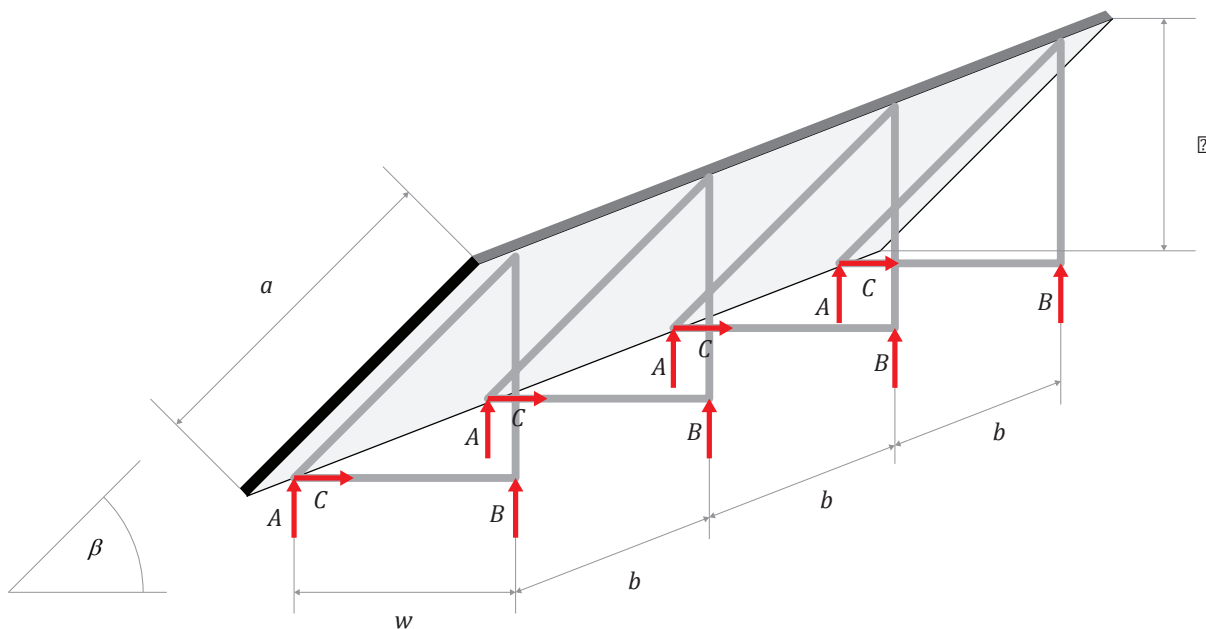
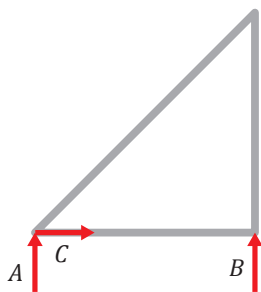


Figura 4.37 Reacciones debido al peso de los colectores

Antes de calcular las cargas mismas, se debe calcular las reacciones debido al peso mismo del colector. La aproximación del modelo sugiere que:

$$R_{pesoA} = R_{pesoB} = \frac{P_{col}}{2 \cdot n_{soportes}} \quad (55)$$

En dónde P_{col} es el peso del colector, R_{pesoA} y R_{pesoB} son las reacciones debido al peso en el punto A y B de cada soporte, y $n_{soportes}$ es el número de soportes⁴¹ que sostengan el colector.



41. Por soporte se entiende al triángulo de fuerza:

Esto quiere decir que existe una distribución homogénea del peso sobre la estructura de soporte. Siempre que los dos estén a la misma distancia del centro de gravedad.

A partir de este modelo, se proponen cuatro escenarios posibles de cálculo, dependiendo del lugar en dónde impacta el viento sobre el colector, para así encontrar el escenario más desfavorable.

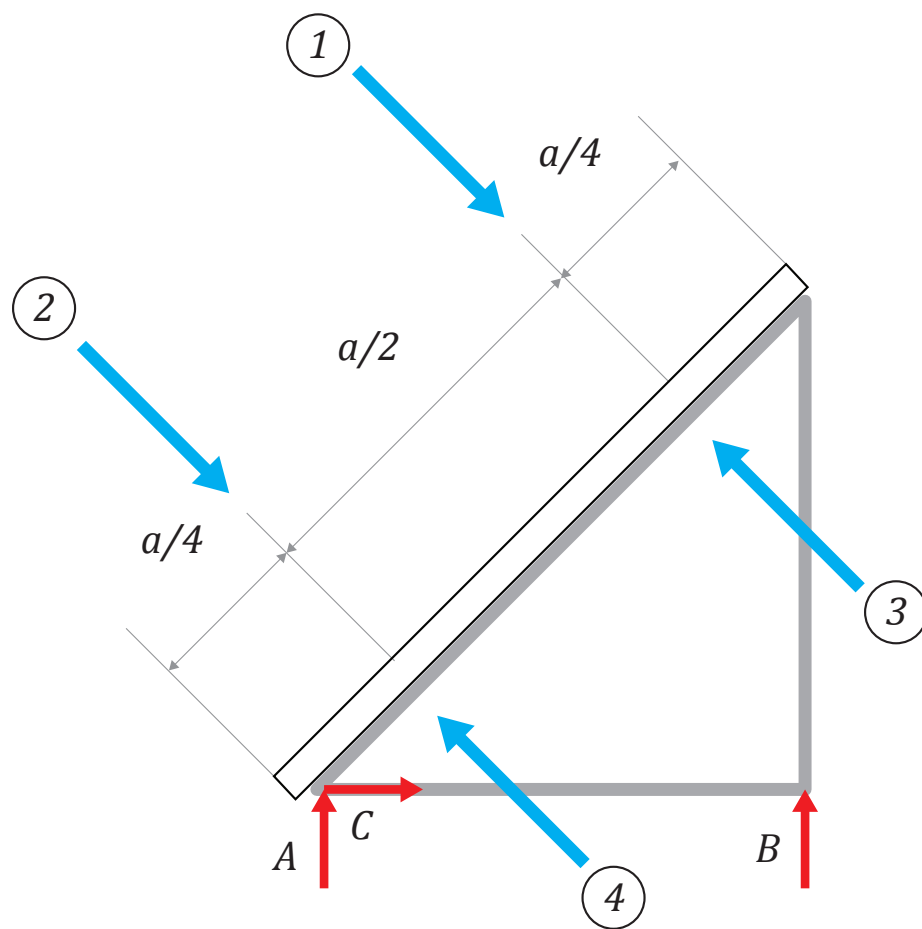


Figura 4.38 Puntos de impacto del viento sobre el colector

Cada una de las situaciones supone un resultado distinto, que dependerá en gran medida de la configuración geométrica del colector. Las ecuaciones utilizadas a continuación deducen las reacciones de la figura $\{R_A, R_B, R_C\}$. El dimensionado debería hacerse sobre la reacción cuyo valor es más alto.

Escenario 1:

$$R_A = -cpp \cdot q \cdot a \cdot b \cdot \frac{0,75 - \cos^2(\beta)}{\cos(\beta)} \quad (56)$$

$$R_B = 0,9 \cdot q \cdot a \cdot \frac{b}{\cos(\beta)} \quad (57)$$

$$R_C = -cpp \cdot q \cdot a \cdot b \cdot \text{seno}(\beta) \quad (58)$$

Escenario 2:

$$R_A = cpp \cdot q \cdot a \cdot b \cdot \frac{\cos^2(\beta) - 0,25}{\cos(\beta)} \quad (59)$$

$$R_B = 0,3 \cdot q \cdot a \cdot \frac{b}{\cos(\beta)} \quad (60)$$

$$R_C = -cpp \cdot q \cdot a \cdot b \cdot \text{seno}(\beta) \quad (61)$$

Escenario 3:

$$R_A = cpp \cdot q \cdot a \cdot b \cdot \frac{0,75 - \cos^2(\beta)}{\cos(\beta)} \quad (62)$$

$$R_B = -1,35 \cdot q \cdot a \cdot \frac{b}{\cos(\beta)} \quad (63)$$

$$R_C = cpp \cdot q \cdot a \cdot b \cdot \text{seno}(\beta) \quad (64)$$

Escenario 4:

$$R_A = -cpp \cdot q \cdot a \cdot b \cdot \frac{\cos^2(\beta) - 0,25}{\cos(\beta)} \quad (65)$$

$$R_B = -0,45 \cdot q \cdot a \cdot \frac{b}{\cos(\beta)} \quad (66)$$

$$R_C = cpp \cdot q \cdot a \cdot b \cdot \text{seno}(\beta) \quad (67)$$

En dónde cpp es el coeficiente de presión o succión (dependiendo de la situación), que se puede extraer de la literatura. Para los escenarios 1 y 2 sería el coeficiente de presión y un valor de referencia es 1,2. Mientras que para los escenarios 3 y 4 corresponde al coeficiente de succión y un valor de referencia es 1,8.

Adicionalmente, q es el coeficiente de presión estática del aire y se puede calcular como:

$$q = c_{exp} \cdot q_d \quad (68)$$

$$q_d = \frac{1}{2} \rho_v v_v^2 \quad (69)$$

En dónde c_{exp} es un coeficiente de exposición (sacado de la literatura, cuyo valor de referencia es 1,4), q_d es el coeficiente de expansión dinámica del viento, ρ_v es la densidad del viento y v_v es la velocidad del viento.

5

Montaje, entrega, operación y mantenimiento

5.1 Introducción

En la presente sección se hace una descripción de las tareas de montaje o instalación, operación y mantenimiento.

La primera tarea consiste en materializar el diseño generado en la etapa previa, y su principal objetivo es concretar la construcción del SST, de manera que se cumplan los requisitos del proyecto de acuerdo siempre al marco legal vigente.

La segunda tarea hace mención de la puesta en marcha y operación regular del SST, dando énfasis a las buenas prácticas, que darán una mayor vida útil y por tanto rentabilidad al proyecto.

La última tarea, consiste en la descripción de las operaciones más relevantes de mantenimiento y algunas estrategias recomendadas para mejorar la confiabilidad y durabilidad del SST.

5.2 Montaje

Previo a comenzar cualquier tarea de instalación de componentes, subcomponentes o redes hidráulicas, se debe hacer una recapitulación del diseño propuesto y contrastarlo con la opinión del cliente, de manera que todas las acciones a ejecutar durante las etapas siguientes se realicen conforme al acuerdo de oferente y demandante del proyecto.

Es altamente recomendable que a la par que se concretan las decisiones, se fije un acta de los acuerdos y plazos para la etapa de instalación, acompañado de todos los planos y variaciones que pudieran existir sobre el diseño original.

Se recomienda además que a la hora de hacer la revisión conjunta, se ponga especial énfasis a los siguientes puntos:

- Los espacios disponibles para la ubicación de colectores, acumuladores y el resto de componentes.
- Previsiones para la ubicación del trazado del circuito hidráulico.
- Sistemas de anclaje de componentes, ubicación y materiales.
- Maquinaria o medios auxiliares necesarios para la correcta ejecución de la instalación.
- Accesibilidad a toda la instalación, para el montaje y futuras operaciones de mantenimiento.
- Personal requerido para el montaje.

5.2.1 Recomendaciones generales del montaje

Para concretar en forma ordenada y satisfactoria la etapa de montaje, se recomienda hacer uso de los siguientes documentos:

- Memoria de proyecto ejecutivo: Documento que contiene todo el proceso de diseño del SST junto con la descripción técnica de los componentes, observaciones para su correcta instalación, memorias de cálculo, criterios de selección de materiales, etc. Este debería ser la guía principal para llevar a cabo la instalación del SST y responder todas las dudas existentes en torno a esta.
- Planos: Todas las últimas versiones de los planos son de vital importancia; generales, en detalle, hidráulicos, eléctricos, estructurales, de ensamble, con y sin SST, y en general cualquier dibujo adicional que facilite y contribuya al correcto montaje del sistema.
- Carta Gantt de la instalación: En función de cumplir los plazos establecidos durante la etapa de acuerdos previos.
- Listado de materiales: Documento con los materiales necesarios para la instalación, fecha de recepción, condiciones de llegada (unidades, observaciones físicas, etc.), localización de su almacenaje, y cualquier información que ayude a su cuidado y correcta manipulación. Se recomienda adjuntar a este documento, todas las fichas técnicas, por si existieran dudas durante su montaje y para su futuro uso en el manual de mantenimiento.
- Acta de seguimiento de obra: Documento que contiene todos los cambios realizados desde el principio hasta la entrega de la instalación. Resulta conveniente también registrar los contratiempos (en paralelo con la Carta Gantt, listado de materiales y planos) y su correcta justificación para evitar malentendidos o multas inapropiadas.

A continuación, algunas consideraciones a tener en cuenta durante la etapa de montaje:

- Que la instalación se construya con materiales que cumplan con las normas correspondientes y que además satisfagan las exigencias de servicio, durabilidad, salubridad y mantenimiento.
- Que el montaje de componentes se haga según lo indicado por la ficha técnica del equipo y tomando en cuenta las observaciones del fabricante, siendo las modificaciones a estas, debidamente justificadas en el acta de seguimiento.
- Que el transporte y almacenamiento de los materiales de la instalación sea afín a la naturaleza de estos, poniendo especial atención a aquellos materiales frágiles, o reactivos entre sí.
- Que durante la recepción de componentes y materiales se realice un chequeo de las condiciones de llegada de los mismos y se registren sus datos de funcionamiento, en orden de poder compararlos con la instalación completada.
- Que las aberturas (orificios) de los componentes se encuentren debidamente protegidas en contra del polvo u otro material particulado circundante, con especial atención de colectores y depósitos.
- Que el acceso a válvulas, equipos y componentes en general se disponga y dimensione en función de facilitar las futuras operaciones de mantenimiento, siendo incluso recomendable, modificarlos si fuera necesario (como por ejemplo, en caso que el acceso sea a cierta componente sea muy estrecho o inalcanzable).
- Que las placas técnicas de los componentes sean visibles desde su acceso.
- Que los materiales metálicos que no posean algún recubrimiento contra la oxidación u otros efectos ambientales corrosivos, reciban el tratamiento adecuado para evitar fallas tempranas.
- Que al finalizar el montaje, la higiene y limpieza de los equipos sea la adecuada, vale decir, que los paneles, placas técnicas y en general todos los espacios se encuentren libres de suciedad y aptos para el correcto funcionamiento de la instalación.

5.2.2 Montaje de campo de colectores

El montaje del campo de colectores versa sobre todo lo que tiene que ver con la instalación de los componentes que ahí se disponen, ya sean los mismos colectores, los circuitos hidráulicos, las estructuras de anclaje, mecanismos de protección, válvulas, sensores, actuadores, etc.

A continuación, algunas consideraciones a tener en cuenta para el correcto montaje de este conjunto:

Estructuras de soporte

- Que la estructura de soporte, pre-existente o nueva, se fije de acuerdo a lo establecido en el proyecto ejecutivo, considerando además, si no hubiese sido previsto, la dilatación de los materiales, permitiendo un cierto desplazamiento del colector sobre el soporte en función de no transmitir los esfuerzos por dilatación.
- Que en caso de que se utilicen zunchos, dados o bancadas de hormigón o algún otro material, se evite el estancamiento de líquidos entre filas de la estructura, previendo adecuadamente el paso y evacuación del agua.
- Que en instalaciones sobre tejado se tenga especial cuidado de las estructuras que tuvieran tratamiento impermeabilizante previo, tratando de resguardarlo y reposición en caso de deterioro.

Colectores

- Que la instalación de los colectores se lleve a cabo según las indicaciones del fabricante.
- Que se prevean los periodos largos de exposición al sol durante el proceso de montaje para evitar el desgaste de los materiales en los puntos de conexión.
- Que se tapen los puntos de conexión durante el montaje, para evitar que entre suciedad al circuito.
- Que la conexión de los colectores se realice con la consideración de los materiales y las posibles reacciones corrosivas con otros metales, utilizando manguitos dieléctricos (usualmente propuestos por el fabricante) cada vez que sea necesario.
- Que las tuberías flexibles que conectan colectores entre sí, se conecten preferentemente con accesorios para mangueras flexibles.
- Que las tuberías flexibles no queden torcidas y que su radio de curvatura no supere el sugerido por el fabricante.
- Que la disposición de los colectores permita el desmontaje de los mismos sin la intervención de sus adyacentes.

Intercambiadores y acumuladores

- Que la estructura soporte de los acumuladores cumpla con la normativa vigente, para Chile, especialmente con la norma sísmica y el análisis de volcamiento.
- Que las estructuras de soporte para volúmenes de acumulación localizados en techos o cubiertas que sobrepasen los 1000 lts, sean diseñados por un profesional competente.
- Que el intercambiador esté localizado en un lugar que permita fácil acceso para operaciones de mantención o reemplazo.

Equipos de circulación

- Que las bombas se instalen de acuerdo a la documentación existente del fabricante y que puedan ser montadas y desmontadas sin intervenir las tuberías adyacentes.

- Que el espacio concebido para las bombas sea el suficiente para desmontar fácilmente el conjunto motor-rodete. El acoplamiento de una bomba en línea con la tubería es factible hasta un diámetro DN 32 (por normativa).
- Que las tuberías que se conectan a una bomba estén soportadas en las inmediaciones de la misma, de manera que no se produzcan esfuerzos recíprocos. Si existieran estos esfuerzos aun considerando el soporte, entonces que se instalen manguitos anti-vibración.
- Que todas las bombas instaladas posean un sistema para la medición de presión antes y después del equipo.
- Que las bombas “aguas arriba” posean un adecuado filtro de malla o metálico.
- Que las bombas de rotor seco consideren un sistema de cebado automático.

Tuberías y accesorios

- Que las tuberías que hayan de ser instaladas se encuentren en perfecto estado, daños físicos o químicos evidentes. Y que su almacenaje se haga en espacios donde se hallen protegidas en contra de agentes atmosféricos.
- Que la manipulación de las tuberías se haga evitando al máximo posible el roce, rodaduras, y arrastres que pudieran dañar su resistencia mecánica, la calidad de las terminaciones en sus extremos o las protecciones anti-corrosión.
- Que las piezas especiales como manguitos dieléctricos, válvulas, juntas de estanqueidad, se guarden en un espacio cerrado, libre de humedad.
- Que las tuberías tengan una mínima separación entre ellas y otras estructuras (considerando sus propios accesorios), de al menos 5 cm, salvo que se justifique para casos puntuales la imposibilidad de aquello.
- Que las instalaciones hidráulicas sean dispuestas siempre debajo de la red eléctrica, a una distancia en línea recta no menor a:
 1. 5 cm para cables bajo tubo, con tensión inferior a 1000 V.
 2. 30 cm para cables descubiertos con tensión inferior a 1000 V.
 3. 50 cm para cables con tensión superior a 1000 V.
- Que el circuito hidráulico no pase por encima de ningún equipo eléctrico, y que no pase por ningún ducto para ventilación, climatización u otro que pudiera tener temperaturas o condiciones de operación desfavorables para el circuito.
- Que las conexiones entre tuberías y equipos eviten el traspaso de esfuerzos mecánicos, y que faciliten la remoción o mantención de los componentes.
- Que las pendientes en las tuberías horizontales favorezcan la evacuación de posibles cúmulos de aire al interior del circuito, es decir, que sean ascendentes hacia los puntos de purga.

- Que los cambios de sección no faciliten la acumulación de aire. Esto se puede hacer mediante manguitos de reducción excéntricos, o enrazado superior para uniones soldadas.
- Que las posibles dilataciones de las tuberías se neutralicen mediante cambios de dirección o dilatadores axiales.
- Que las uniones entre tuberías se haga de acuerdo al material de las mismas:
 1. Acero-Acero: Soldadura o rosca.
 2. Cobre-Cobre: Sistemas a presión que soporten las temperaturas extremas o soldadura por capilaridad.
 3. Cobre-Acero: Juntas dieléctricas, con sentido de circulación del fluido desde el acero hacia el cobre.

Aislamiento

- Que el aislamiento no quede interrumpido al atravesar estructuras pre-existentes.
- Que en los puntos que la red traspase algún muro y se utilicen manguitos pasamuros, las dimensiones de estos sean lo suficientemente grandes para dejar pasar la tubería junto con su aislamiento, con una holgura no menor a 3 cm.
- Que las estructuras de soporte de la tubería también consideren aislamiento, parcial o completo. Y que en el punto de conexión exista un material intermedio que asegure una separación entre el soporte y la tubería.
- Que luego de la instalación de la aislación, los componentes de medición queden visibles.
- Que exista algún indicador del sentido de circulación del fluido a lo largo de la tubería, sobre la aislación y visible.

Vaciados y desagües

- Que todos los equipos puedan vaciarse parcial o totalmente.
- Que las zonas de los circuitos que puedan independizarse hidráulicamente, puedan vaciarse al menos parcialmente.
- Que el punto de vaciado del circuito se localice en el punto más bajo de la instalación con un tamaño coherente al tiempo y caudal de vaciado previsto.
- Que el camino del fluido vaciado sea completamente visible.
- Que los mecanismos de purga sean completamente visibles, y que al ser accionados, el aire o vapor caliente no alcance a quien lo acciona.
- Que la localización de la parte del circuito destinada al vaciado eviten la congelación del fluido de trabajo.
- Que la tubería existente entre colectores y válvula de seguridad tenga la longitud más corta posible y que no posea conexiones intermedias.
- Que las válvulas de seguridad o llaves de vaciado no puedan ser obstruidas por la suciedad.

5.2.3 Verificaciones de la instalaciones

Para asegurar la calidad de la instalación se recomienda poner especial atención a los siguientes puntos:

- Durante el montaje del sistema, aquellas tuberías que debieran ir ocultas, deberían ser expuestas para revisar que no existan fallas y aprobar expresamente su instalación.
- Se recomienda chequear todos los circuitos en cuanto a los diámetros utilizados, trazados, pendientes, y continuidad en el aislamiento.
- Al finalizar la instalación se recomienda verificar que se cumplen todos los requisitos previstos en el proyecto ejecutivo y el resto de la documentación previamente descrita.

5.3 Puesta en marcha

Una vez que se ha realizado el montaje del SST, el paso siguiente es realizar una serie de tareas de puesta en marcha para verificar que el sistema está correctamente construido y para ajustar las variables de operación según corresponda.

Es muy recomendable que el instalador se haga cargo de todas las operaciones de puesta en marcha y que no haga entrega del SST hasta que este se encuentre completamente operativo dentro de los rangos normales previstos en el proyecto ejecutivo.

Para este periodo se recomienda llevar un control sobre las variables de operación de la instalación en un documento de seguimiento, en función de encontrar fallas y verificar o definir los rangos normales de operación, así como el nivel de cumplimiento sobre el diseño propuesto.

5.3.1 Pruebas en circuitos

Pruebas de estanqueidad

Esta operación consiste en hacer funcionar todos los circuitos hidráulicos, verificar que no tengan fugas y que soporten las condiciones extremas de operación.

Antes de realizar las pruebas de estanqueidad, se recomienda que las redes sean limpiadas para quitar residuos que puedan haber quedado del proceso de montaje, para hacer eso, se recomienda llenar y vaciar las tuberías a una baja presión, las veces que sea necesario, para detectar pérdidas leves.

En los circuitos que no tengan fines sanitarios, se puede utilizar algún tipo de detergente especial para enjuagar. De ser esta la situación, se pueden dejar funcionando las bombas para hacer circular el producto detergente el tiempo que sea predefinido (usualmente por el fabricante).

Para las redes que sean cerradas, la operación de limpieza (con o sin detergente) puede terminar cuando el PH medido en los fluidos de trabajo sea inferior a 7,5.

Una vez que los circuitos estén limpios, se puede proceder al resto de la prueba.

Todos los circuitos, por normativa, deben probarse para presiones una vez y media que la presión máxima de diseño. Esto quiere decir que las válvulas de seguridad así como otras componentes que no soporten estas presiones deben ser retiradas para esta etapa del procedimiento.

Es de especial importancia que las pruebas sean realizadas durante la noche, debido a que si se hacen durante el día y está soleado, entonces los colectores funcionarán y aumentarán la presión del sistema debido a la dilatación del fluido, y como se está trabajando a una vez y media la presión máxima y se quitaron las válvulas de seguridad, el riesgo de que ocurra alguna falla o accidente es elevado.

Si el sistema no presenta fugas o filtraciones, entonces, se puede proceder a instalar las válvulas o equipos retirados anteriormente para hacer funcionar los circuitos a la presión de llenado calculada en la Sección 4.17.2. De manera que se logre verificar que todas las componentes están correctamente conectadas y no presentan fallas en los rangos normales de operación.

Adicionalmente, si existe algún componente que necesite calibración, como válvulas o vaso de expansión, este es el momento para hacerlo.

Es importante que esta última operación se realice con el fluido de trabajo real, de manera que también se pueda estudiar el comportamiento frente a otro tipo de fenómenos como la corrosión.

Los resultados deben ser registrados como se ha mencionado al principio, en el documento de seguimiento.

Pruebas de libre dilatación

Si no existen observaciones a corregir de la etapa previa de verificación hidráulica, entonces se puede proceder a probar el comportamiento de los componentes frente a los cambios de temperatura.

Los circuitos que posean equipos generadores de calor debieran ser tarados a la temperatura de los elementos de seguridad, habiendo desactivado previamente los mecanismos de control (como los de disipación o recirculación).

Si bien es difícil de conseguir a voluntad, es importante chequear que cuando los colectores alcancen la temperatura de estanqueidad, las temperaturas a lo largo del circuito primario son consistentes con las previstas durante la etapa de diseño. Sobre todo en los puntos importantes, campo de colectores, intercambiador, vaso expansión, bomba y acumulador.

Durante el enfriamiento de la instalación, se debería chequear que ningún componente haya sufrido alguna deformación o falla visible, y que el vaso de expansión cumplió con su rol de absorber las variaciones volumétricas del circuito.

Llenado, purga y presurización

Si las pruebas anteriores hidráulicas y de dilatación fueron exitosas, entonces ya se puede comenzar con el llenado de los circuitos (si no lo estuvieran llenos ya), con la purga de aire y la presurización de los mismos hasta los niveles de trabajo.

El orden normal para la operación de llenado es: “Acumulador - circuito secundario y de consumo – circuito primario”.

Para llenar el acumulador se debe verificar que las válvulas de paso se encuentren en la posición indicada y que se encuentre independiente del resto de los circuitos.

Si el acumulador posee una válvula de purga, es preferible dejarla abierta. Luego se pueden cerrar todas válvulas de entradas y salidas para llenarlo y luego abrir una a una aquellas del circuito secundario para sacar así vaciar todo el aire remanente.

Se recomienda llenar el circuito primario durante la mañana temprano o cuando no haya sol, así se evitan choques térmicos, calentamiento excesivo del fluido (lo que dificulta la purga) y se fija la presión del circuito al nivel mínimo en temperatura fría.

Para llenar el circuito primario se deben tener en cuenta un par de consideraciones:

- Si el sistema de llenado es con bomba a presión, resulta conveniente preparar la mezcla en un depósito, hacerlo mediante la conexión prevista para tales efectos y dejar una salida abierta para el aire. Es mejor si el volumen del fluido se ha calculado previamente, en base al diseño y a las modificaciones de la instalación.
- Si el sistema de llenado es con agua de red, entonces se pueden abrir los purgadores manuales y llenar el sistema hasta que se observe que sólo se evacúa agua por los mismos.

Al final de la operación de llenado, se debe tener cuidado de que no haya aire en ningún circuito. En algunas ocasiones, para conseguir esto, es necesario hacer circular el fluido para que este mueva las burbujas hasta las válvulas de purga. Pero antes de realizar esta última purga, se debe verificar que el circuito se haya presurizado hasta el nivel de operación, debido a que si no lo está, podría ingresar aire en él nuevamente.

Si se llegara a extraer líquido por las válvulas de purga, entonces este debe ser repuesto, de manera que la presión alcance el nivel mínimo de trabajo.

Para el circuito primario se recomienda verificar la presión del vaso de expansión, previo a su presurización.

Al finalizar se debe registrar las presiones alcanzadas en cada circuito, y particularmente la del primario, que junto a su PH, debe considerar lo previsto durante el capítulo de diseño, para evitar estancamiento y congelamiento.

5.3.2 Puesta en marcha del SST

Si no existieran reparos de las etapas anteriores, antes de proceder con la puesta en marcha del SST, se debe verificar que todas las válvulas, de cierre y seguridad se encuentren en la posición correcta. Así mismo, es conveniente verificar que los elementos de medición se encuentren instalados.

Las mediciones que se realicen durante la puesta en marcha del sistema permitirán verificar la calidad del diseño y las instalaciones, y su confiabilidad, y seguridad, en base a lo propuesto en el proyecto ejecutivo.

Encendido manual de las bombas

Si no se han hecho funcionar antes, las bombas deben ser accionadas manualmente para verificar que:

- Su dirección de giro es la correcta.
- La presión levantada es la estipulada en la ficha técnica.
- La temperatura y presión alcanzadas en el fluido son adecuadas para su funcionamiento.
- Los elementos de medición están correctamente instalados.

Si existiera ruido en las bombas al momento de encendido, es probable que todavía quede aire en el circuito, por tanto se debe volver a la operación de purga. Con cuidado de que en el momento mismo de accionar las válvulas de purga, las bombas se encuentren apagadas.

Se recomienda hacer un registro horario del caudal, temperatura y presión de las bombas en adición a los demás parámetros del circuito disponibles:

- Indicador meteorológico (nivel de nubosidad, radiación, lluvia, etc.).
- Temperatura de colectores.
- Temperatura de acumulador.
- Temperatura del intercambiador.
- Presión en vaso de expansión.
- Presión en intercambiador.
- Potencia eléctrica de las bombas.
- Potencia eléctrica de los otros componentes.

Ajustes de distribución de fluidos

Cada bomba, de la cual se debiera conocer su curva característica, debería ser ajustada al caudal de diseño del circuito.

De cada circuito, se debería conocer la presión y el caudal nominal, así como la misma información de cada una de sus ramas. Si existieran válvulas de regulación de presión diferencial, se debiera realizar su ajuste al rango de variación de la caída de presión del circuito controlado.

De cada intercambiador se debería conocer la potencia, temperatura y caudales que lo atraviesan.

Durante esta etapa, también se debería hacer el equilibrado de pérdidas de carga para todas las ramas del campo solar hasta los niveles previstos en el proyecto ejecutivo.

Calibración del control automático

Una vez que los circuitos se encuentren operativos, el paso siguiente es calibrar los sensores y actuadores de todos los circuitos. En particular se debería tener especial atención de los siguientes puntos:

- La temperatura o radiación a la que se enciende y apaga el sistema de circulación del circuito primario.
- La diferencia de temperatura a la cual se conecta el circuito primario y secundario (si estos estuviesen separados y contaran con dicho mecanismo de conexión).
- La temperatura mínima del circuito para el sistema de control anti-heladas, sea este por drainback o por recirculación.
- La temperatura máxima a la cual se activa el sistema de disipación del circuito primario para evitar el estancamiento.

Adicionalmente, si existe algún control mediante software, se debería verificar que este esté actualizado, y en el caso contrario, que se actualice por un técnico competente o por el mismo distribuidor.

Verificaciones finales

Por último se recomienda chequear, antes de dejar el sistema funcionando con el control automático, los siguientes puntos:

- La corriente que pasa por las bombas se encuentra dentro de los rangos normales establecidos por el fabricante.
- No hay ruidos u otros signos de cavitación en ningún circuito.
- Los actuadores de flujo y sensores se encuentran completamente funcionales.

Luego de terminar de verificar los niveles de variables de operación (temperatura, presión, caudal), se puede dejar el sistema funcionando con el control automático.

Es recomendable también, registrar los parámetros de puesta en marcha, al igual que se hizo para cuando se puso en marcha en modo manual.

5.3.3 Pruebas de funcionamiento

Luego de que el sistema haya sido correctamente puesto en marcha y se hayan tomado todas las mediciones, lo siguiente es verificar que los parámetros de funcionamiento son los adecuados de acuerdo al proyecto ejecutivo construido durante la fase de diseño.

En la norma UNE-EN 12977-2 se encuentra documentación respecto a los métodos de ensayo en sistemas solares térmicos, componentes e instalaciones a medida.

5.3.3.1 Encendido y apagado diario

Este ensayo tiene por objetivo verificar si el sistema automático de encendido y apagado se comportan de acuerdo a los parámetros de diseño. Por lo tanto, el ensayo se debiera realizar un día soleado, desde el amanecer hasta el anochecer, y se debe vigilar que:

- El controlador se encuentre encendido y en modo automático.

- Las bombas del circuito primario comiencen a funcionar a partir de la temperatura o radiación predefinida. Es recomendable registrar el tiempo que pasa desde que amanece hasta que el sistema comienza a funcionar. Si es muy alto, entonces probablemente se deba reconfigurar los actuadores o calibrar los sensores.
- El sistema de acople del circuito primario y secundario conecte ambos circuitos para cuando la temperatura ha alcanzado el valor predefinido. También es recomendable cronometrar cuanto tiempo se demora en alcanzarse este punto.
- Si el día es soleado y la temperatura del circuito primario no baja, las bombas no debieran detenerse en ningún momento.
- Al llegar la noche, las bombas del circuito primario se apaguen. Si el volumen de acumulación tiene un remanente de energía, entonces este debería seguir conectado con el circuito secundario o de consumo.

5.3.3.2 Evolución diaria de temperaturas

Este ensayo tiene por objetivo verificar los niveles en los que incrementa la temperatura en el SST, sin considerar la demanda térmica de operación, por lo tanto se debe mantener el circuito primario desconectado de los demás circuitos. Es recomendable que el ensayo se realice durante un día soleado. Y se debe prestar atención a los siguientes puntos:

- La temperatura del acumulador debería evolucionar de acuerdo a los parámetros de diseño.
- La evolución de las temperaturas en las entradas y salidas del campo de colectores, así como en el intercambiador debieran ser ascendentes a lo largo del día, y descendentes al llegar la noche.
- Si los colectores llegan a estancarse, los sistemas de control de estancamiento debieran funcionar y si el campo tenía un buen comportamiento de vaciado, el vapor producido no debiera alcanzar otras componentes del campo.

Es recomendable realizar la misma prueba para un día con producción. El ensayo completo dará una buena visión de cómo se comporta el SST, con o sin demanda, y si esto tiene algún riesgo para la instalación.

5.3.3.3 Entrega de calor

Otro punto importante a considerar dentro del funcionamiento del SST, es que se esté entregando la energía y que el circuito de consumo funcione bien de acuerdo a la inyección de energía del circuito primario.

El sistema debe estar funcionando en condiciones normales, con el control automático y enchufado al consumo, y se debe prestar especial atención a que:

- La temperatura fría, de entrada desde el circuito de consumo hacia el primario sea la predefinida y no más alta.

- La temperatura caliente, hacia el consumo, esté dentro de los rangos normales, y que por lo menos sea más alta que la fría de entrada.
- El sistema de generación auxiliar, sobre todo para casos en que el punto de conexión sea en precalentamiento, se module de acuerdo a la nueva temperatura ingresada. Esto es muy relevante.

5.3.3.4 Sistemas de protección

El siguiente paso es verificar que los sistemas de protección al estancamiento y anti-helada se activen cuando sea necesario, si es que esto no ha ocurrido en algún ensayo anterior. Como es difícil generar las condiciones voluntariamente sobre el circuito, se puede alterar la temperatura de consigna en los controladores (para los sistemas de disipación o drainback), o alterar la temperatura de los sensores artificialmente (con agua hirviendo o hielo, por ejemplo).

Considerando lo anterior, en este ensayo se debe vigilar que:

- Los sistemas de protección al estancamiento se activen para las temperaturas máximas en colectores y acumulador.
- Los sistemas de protección anti-helada se activen para las temperaturas mínimas predefinidas en los puntos más fríos del circuito.
- La temperatura en colectores y acumulador descienda hasta el nivel de consigna modificado, si existe algún sistema de disipación.
- La temperatura fría del circuito ascienda hasta el nivel de consigna modificado, si existe un sistema de recirculación.

5.3.3.5 Comprobaciones finales

Antes de proceder con la entrega de las instalaciones, se recomienda hacer las últimas verificaciones. En dependencia de los sensores que se haya localizado en el capo, estas pueden ser:

- Rendimiento energético de los colectores solares. A través de un sensor de radiación.
- Equilibrado del campo solar. Temperaturas, saltos térmicos y pérdidas de carga en cada batería de colectores.
- Efectividad y rendimiento del intercambiador de calor.
- Rendimiento y fracción solar real en base a la demanda.
- Consumo eléctrico de la instalación.

5.3.4 Recepción

Luego de que se hubieren realizado todos los ensayos pertinentes y corregido todos los imperfectos, de acuerdo al proyecto ejecutivo y el acuerdo de modificaciones previamente establecido, se puede pasar a la entrega del SST desde el ejecutor hacia el cliente.

El objetivo de la recepción del proyecto es que ambas partes, oferente y demandante queden conformes de acuerdo a lo previamente establecido, por lo tanto se debiera hacer una revisión completa de los siguientes puntos:

- Planos con últimas modificaciones post-instalación.
- Memoria de proyecto ejecutivo en contraste con el acta de cambios.
- Resultados de los ensayos de funcionamiento.
- Revisión presencial de las instalaciones.

Una vez que ambas partes estén de acuerdo con el resultado final de la instalación, se debe firmar un acta de entrega provisional, con el fin de registrar por escrito su satisfacción.

Es altamente recomendable que la entrega de las instalaciones se haga en funcionamiento, salvo expresa orden del cliente.

Adicionalmente, el proyectista debiera hacer entrega, de al menos los siguientes documentos:

- Copia reproducible de los planos definitivos, comprendiendo como mínimo los esquemas de principio de todas las instalaciones, los planos de la sala de máquinas y los planos de las plantas por donde pasan las conducciones hidráulicas y eléctricas.
- Listado de equipos y materiales empleados, con su fabricante, y características de funcionamiento.
- Resultados de todos los ensayos de montaje y funcionamiento.
- Manual de instrucciones (ver Sección siguiente).

Usualmente, desde el acta de recepción provisional, se determina un plazo para que alguna de las partes pueda hacer reclamo en lo referente a las instalaciones, por ejemplo, en caso de fallas imprevistas u otros fenómenos no observados durante los ensayos.

Si tuvieran que hacerse ensayos adicionales, dada alguna situación en particular, entonces dichos resultados han de ser adjuntados los anteriores.

Transcurrido el plazo para observaciones desde la recepción provisional, entonces esta pasa a ser recepción definitiva y comienza el plazo de la garantía.

5.4 Operación y mantenimiento

5.4.1 Manual de instrucciones

El manual de instrucciones (MI), también llamado manual de operación y mantenimiento, es el compendio de descripciones, instrucciones y recomendaciones que garantizan que el SST funcionará a lo largo de su vida útil con el mejor rendimiento posible, la óptima confiabilidad/durabilidad, las mejores condiciones de seguridad, así como las exigencias definidas durante el proyecto.

El MI es uno de los entregables en la recepción del SST y debiera incluir en su contenido los siguientes títulos:

- Proyecto ejecutivo del SST (memoria de diseño y cálculo, junto con las actas de modificaciones o adaptaciones realizadas durante el montaje de las instalaciones).
- Parámetros de operación, rangos normales y críticos.
- Recomendaciones de uso e instrucciones de seguridad.
- Plan de vigilancia.
- Programa de mantenimiento.
- Condiciones de garantía.

5.4.2 Condiciones de operación

La definición de los parámetros de operación debiera hacerse bajo un diagrama de funcionamiento con todos los subsistemas (generación, almacenamiento y conexión) y sus componentes. Y debería indicar mínimamente la siguiente información:

1. Valores nominales de operación: Temperaturas, caudales y presiones normales de operación para todos los puntos que posean algún tipo de monitoreo.
2. Límites operacionales: Valores superiores e inferiores para el rango de operación normal de las componentes (Presiones y temperaturas máximas y mínimas admisibles para el rango de operación normal).
3. Límites críticos: Valores superiores e inferiores que podrían ocasionar fallas en materiales o componentes.
4. Prestaciones: Tabla u otra herramienta que permita calcular el rendimiento del SST a partir de las variables de diseño, tales como radiación, temperaturas en el circuito, caudales, etc. Al menos se deberían indicar las prestaciones para un número definido de condiciones de operación y demandas térmicas.

5.4.3 Recomendaciones de uso e instrucciones de seguridad

Recomendaciones de uso

Este apartado debería incluir los siguientes temas:

- Recomendaciones para el máximo uso posible de la instalación.
- Precauciones a tomar frente a bajas demandas térmicas.
- Precauciones a tomar frente a altas temperaturas.
- Precauciones a tomar frente a bajas temperaturas.
- Información relevante a registrar para determinar el rendimiento operacional del SST a lo largo de su vida útil. (Registros energéticos, temperaturas, fracción solar, etc.).

Instrucciones de manejo y maniobra

Las instrucciones de manejo deberían contemplar todas las acciones a seguir para la puesta en marcha y detención parcial o completa de las instalaciones y para conseguir cualquier programa de funcionamiento y servicio previsto.

Instrucciones de seguridad

Las instrucciones de seguridad aluden a los cuidados que se deban tener durante la operación o visita directa de la obra para evitar accidentes.

5.4.4 Plan de vigilancia

El plan de vigilancia es el procedimiento mediante el cual se hace seguimiento y evaluación del funcionamiento de las instalaciones. Su objetivo es prever fallas, mantener el rendimiento al nivel óptimo y cuidar que los parámetros de operación no sobrepasen los límites preestablecidos.

Los procedimientos a seguir debieran ser descritos de tal manera que el operador del servicio de mantenimiento pueda ejecutarlos sin problemas.

Se pueden distinguir principalmente, tres formas de mantener la monitorización de la instalación:

- Observación directa sobre los sensores análogos de los componentes principales.
- Alarmas de controladores que se activan cuando algún valor crítico se ha sobrepasado
- Monitoreo instantáneo mediante sensores digitales, que permite evaluación continua y centralizada de la operación.

Si existe algún fallo, la vigilancia mediante observación directa debiera hacerse de forma horaria y podrá aplazarse a días o semanas si es que se asegura que se restituyó el funcionamiento normal de la operación.

Adicionalmente, se debería incluir la hoja de seguimiento en que se establezcan los parámetros a observar y otra hoja que detalle los parámetros a registrar en caso de falla de algún componente.

En cuanto a los parámetros a observar durante la vigilancia se recomienda poner atención a los siguientes puntos:

● **Presión del circuito primario**

La presión de trabajo es un valor que depende principalmente de la temperatura del fluido de trabajo. La cual tiene una curva característica a lo largo del día, normalmente máxima a una hora de la tarde y mínima a una hora de la mañana.

Adicionalmente, los equipos impulsión generan un gradiente de presión en su entorno, una depresión aguas arriba y una sobrepresión a la salida de la misma. Si la presión del equipo es relevante en contraste con el del campo, entonces puede tener un peso relativo importante en la presión del circuito. Por tanto el nivel de presión pudiera ser un indicador del correcto o incorrecto funcionamiento de dichos equipos.

La presión medida a primera hora de la mañana con circuito en frío, es un indicador de la estanqueidad del mismo y debería tener un valor constante. Si dicho valor se reduce entre días, entonces es probable que exista alguna fuga o que el sistema de llenado automático no esté funcionando correctamente.

Que la presión en operación se mantenga dentro de los rangos normales está conectado con el correcto funcionamiento del vaso de expansión, que regula las dilataciones debido al aumento en temperatura del fluido. Es decir, si la presión sube demasiado para un cambio de temperatura, entonces es muy probable que exista un problema con el vaso de expansión.

Si los niveles de presión bajan de cierto nivel, a causa de alguna fuga, se recomienda controlar de forma manual o automática el accionamiento de los equipos de circulación, para que no se quemen.

● **Sistema de control**

Para definir qué indicadores se pueden identificar en los sistemas de control, se debe tener conocimiento del diseño de las instalaciones, tanto en condiciones normales de operación (sistemas de encendido y apagado), o en niveles críticos (sobrecalentamientos o heladas).

En condiciones meteorológicas normales, sin nubosidad, los sistemas de encendido y apagado debieran encender los equipos de impulsión luego de que amanezca y apagarlos al anochecer cuando el campo ya no reciba radiación solar.

Para días nublados o condiciones ambientales desfavorables (muy bajas temperaturas), puede que se produzcan algunos ciclos de marcha/paro durante el día, sin embargo no debieran producirse encendidos/apagados, durante otros momentos que no fueran amanecer y anochecer.

La protección contra temperaturas extremas debiera considerar mínimamente dos situaciones a analizar:

1. Los equipos de impulsión debieran dejar de funcionar cuando la temperatura del acumulador sobrepasa el nivel preestablecido, porque de caso contrario seguirá incrementando la temperatura en todo el circuito. También puede ocurrir que si existe algún sistema de disipación, no se apaguen los equipos de impulsión, pero si empieza a funcionar el circuito disipador.

2. Si el sistema de protección anti-heladas es por recirculación, el indicador será que si la temperatura de los colectores es muy baja, entonces debiera activarse el equipo de recirculación.
3. Si la temperatura del acumulador sobrepasa el nivel crítico, conviene analizar las otras variables de campo (como la temperatura en los colectores), porque puede que se produzca una reducción de rendimiento debido a un mal dimensionado del volumen de acumulación o a una baja temperatura de consigna.
4. También se puede utilizar un contador para verificar el tiempo que el acumulador permanece por sobre la temperatura de consigna.

● **Circulación de fluidos**

La circulación de fluidos en el circuito primario es un indicador de la cantidad de energía que se está movilizandando dentro del campo de colectores, hacia el intercambiador o al acumulador.

Como usualmente los sistemas de impulsión son controlados de manera automática, la vigilancia de la circulación conlleva la verificación de los sistemas de control, de los equipos de impulsión y del fluido que circula.

Para cerciorarse de que no hay intermitencia en la circulación se puede tener bajo observación la medida directa del caudal, el salto de temperaturas entre la entrada y salida del campo de colectores o intercambiador y la diferencia de presión antes y después de los equipos de impulsión.

Para el circuito secundario es recomendable analizar el sentido de circulación en el punto de conexión, para asegurarse de que el fluido que atraviesa el intercambiador lo hace en dirección al consumo y no al revés.

● **Transferencia de calor, temperaturas de funcionamiento y rendimiento**

El principal indicador del óptimo funcionamiento de un sistema solar térmico es que la temperatura del acumulador sea lo suficientemente alta en los días soleados, aunque este dato está completamente influenciado por la demanda, por ende, no es lo suficiente.

Una buena forma de medir la energía transferida es mediante un contador de energía, si se contara con este, entonces el principal indicador es la fracción solar (con relación a la demanda), y luego otro indicador es la cantidad de energía producida por unidad de superficie de campo.

En caso de que exista intercambiador entre el bloque de acumulación y el campo de colectores, entonces se debe prestar atención a que la diferencia de temperaturas calientes entre colectores y acumulador debiera ser igual al DTLM del intercambiador. Si esto no fuera así, entonces existe alguna falla en el circuito (como ensuciamiento del equipo).

Es importante controlar los flujos inversos y pérdidas térmicas debido a la convección natural nocturna desde el sistema de acumulación. Esto podría disminuir significativamente la temperatura alta de los acumuladores y por ende disminuir la cantidad de energía transferida al consumo.

5.4.5 Programa de mantenimiento

El plan de mantenimiento debería incluir todas las acciones necesarias en todas sus dimensiones posibles:

- El mantenimiento reactivo debe indicar cuales son los procedimientos a seguir para fallas generales y particulares, tratando siempre de aplicar un protocolo y registrar toda la información necesaria, para que en caso de que se repita la falla, ya exista documentación al respecto.
- El mantenimiento preventivo debería incluir operaciones de inspección visual, control de funcionamiento, verificación de actuaciones y otros, que pudieran ayudar a mantener el sistema dentro de los límites normales de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.
- El mantenimiento preventivo debería incluir a lo menos una inspección anual de la instalación completa.
- Algunas de las acciones mínimas que debieran realizarse durante el mantenimiento preventivo son las siguientes:

Equipo	Inspección visual	Control de funcionamiento
Colectores. Cristales. Juntas. Absorbedor. Carcasa. Conexiones. Estructura.	Diferencia con el original y entre colectores. Condensaciones y humedad. Agrietamientos y deformaciones. Corrosión y deformaciones. Deformación, oscilaciones y aberturas. Aparición de fugas. Degradado, indicio de corrosión y apriete de anclaje.	Salto de temperatura. Pérdidas de carga.
Acumuladores. Protección catódica. Aislamiento. Protección exterior.	Presencia de lodos en el fondo. Desgaste en ánodos de sacrificio. Degradación o corrosión.	Verificación de pérdidas térmicas. Saltos de temperatura.
Intercambiador de calor.	Degradación o corrosión.	Salto de temperatura. Caudales. Factor de ensuciamiento.
Circuitos hidráulicos. Aislamiento en el exterior. Protección al exterior. Aislamiento en el interior. Bomba. Purgadores automáticos y manuales. Sistema de llenado. Vaso de expansión. Válvula de corte. Válvula de seguridad. Válvula termostática. Fluido de trabajo.	Fugas o manchas de humedad. Degradación o indicios de corrosión. Uniones y presencia de humedad.	Estanqueidad. Caudal de circulación. Lubricación de las válvulas manuales y automáticas. Vaciamiento de los botellines de purga. Verificación de las temperaturas de consigna de la válvula termostática. Verificar densidad y PH del fluido y el plan de renovación.
Elementos de medición. Manómetros. Termómetros. Caudalímetros/ Contadores de energía.	Posicionamiento de los sensores, y de su aislación. Ensuciamiento.	Registrar y evaluar los datos disponibles. Contrastar medidas con sistemas digitales
Sistema de control. Termostato. Sondas y sensores.	Posicionamiento de los sensores, y de su aislación. Ensuciamiento.	Registrar y evaluar los datos disponibles Contrastar temperaturas de sensores con medidas directas.
Conexión a proceso.	Fugas, degradación o corrosión.	Verificar conexionado, sentido de circulación del fluido y control de temperaturas.

6

Aspectos Económicos

6.1 Introducción

En este capítulo se detallan algunos indicadores que podrían ayudar a analizar económicamente un proyecto de SST para su uso en procesos industriales.

Antes de comenzar hay que tener en consideración algunos conceptos:

En primer lugar, la decisión económica de invertir o no en un SST es una decisión energética, por lo tanto debiera ser evaluada de acuerdo a tal naturaleza, es decir, en base a los criterios relevantes y de acuerdo a los horizontes de tiempo que involucra cualquier decisión energética.

Dicho esto, es muy importante recalcar que un diseño bien estipulado, con tecnologías y dimensionado adecuado a la naturaleza de las necesidades, y con una operación rigurosa, hace que generalmente las instalaciones tengan una vida útil extensa⁴², lo cual es muy relevante al comparar este tipo de proyectos, porque en relación a otras fuentes energéticas, las ventajas más importantes incrementan en función de cuanto más grande es el horizonte de la evaluación (10 – 25 años).

Al mismo tiempo también cabe recalcar que para algunos casos, este tipo de inversión procede a un análisis de las instalaciones pre-existentes, que por lo general busca optimizar los ciclos térmicos aprovechando calores remanentes y mejorando tecnologías disponibles.

42. Según la mayoría de bibliografía especializada y tal y como detallan documentos de referencia como Strategic Research Priorities for Solar Thermal Technology de la prestigiosa European Technology Platform on Renewable Heating and Cooling los sistemas solares térmicos tienen una vida útil de 20 años.

Dicho esto de otra forma, a veces resulta conveniente analizar previamente otro tipo de cambios sobre los procesos pre-existentes que pueden reducir de mejor forma los costes variables y la polución de la planta,

antes que considerar la energía solar térmica.

Adicionalmente, antes de hacer cualquier análisis, es conveniente hacer una recopilación de antecedentes de mercado que permitan tener una mejor visión de la proyección económica del proyecto. Como referencia en la Tabla xx se muestran algunos valores de referencia.

6.2 Definiciones previas

6.2.1 Flujos de Caja

Los flujos de caja, que incluyen Costes e Ingresos, son una parte fundamental de la mayoría de los análisis y se necesitan para calcular muchos de los indicadores económicos que se describen más adelante. Es difícil definir explícitamente los aspectos a considerar en un flujo de caja debido a que el tipo de flujo de caja utilizado estará en función del análisis a desarrollar (por ejemplo se pueden desarrollar antes o después de impuestos, flujos de caja incrementales, etc.).

En cualquier caso y en término genérico los flujos de caja se pueden pensar en términos de tres actividades diferentes llevadas a cabo por una empresa: inversión, operación y financiamiento.

- Flujos de caja de actividades de inversión incluye los gastos de inversión, C_0 .
- Flujos de caja operación incluyen todos los ingresos y costes de la operación, mantenimiento, impuestos, etc.
- Flujos de caja de financiamiento incluyen el flujo de efectivo inicial, I_0 y el reembolso del de la deuda C_{fi} .

Por ejemplo:

$$S = -C_{i=0} + I_{i=0} + (I_{ve} + I_{ec} - C_{en} - C_{el} - C_{om} - C_{fi} - C_{re})_{i \geq 0} \quad (1)$$

S , flujo de caja

C_0 , inversión inicial (sin préstamo),

I_0 , préstamo,

I_{ve} , ingresos por venta de energía,

I_{ec} , ingresos económicos (otros), ahorros, etc.

C_{en} , coste de energía fósil,

C_{el} , coste electricidad,

C_{om} , coste mantenimiento,

C_{fi} , coste financiero (retorno préstamo),

C_{re} , coste reemplazo equipos y materiales,

N, periodo de análisis,
i, año en análisis,

6.2.2 Inflación

Costes e ingresos cambiarán con el transcurso del tiempo por la inflación (o deflación), que es el aumento o disminución de los precios de los bienes y servicios del mercado durante un período de tiempo, generalmente un año. Existen diferentes medidas para valorar la inflación, una de las cuales es el índice de precios, que corresponde al porcentaje anualizado de la variación general de precios en el tiempo (el más común es el índice de precios al consumo).

Para efectos del proyecto Appsol en los análisis económicos, se utilizó este último índice, el IPC, observado al año 2013.

6.2.3 Tasa de descuento

Por lo general, los proyectos que se evalúan en un horizonte de tiempo, consideran la desvalorización de los flujos. Esto quiere decir, que un flujo en el futuro tiene un valor menor al que tendría en el presente. A modo de ejemplo, un peso traspasado hoy vale más que un peso traspasado en un tiempo más, ya sea por el riesgo que involucra la transacción, o por la inflación, o por la rentabilidad alternativa de haber invertido ese peso en otro proyecto.

La tasa de descuento, d , es una medida a esta variación del valor del dinero a lo largo del tiempo y es esencial para el cálculo de valor presente. Las tasas de descuento pueden también ser tomadas como valores de referencia a la hora de valorar el riesgo en una inversión. Lo más común es que la tasa de descuento dependa de los proyectos alternativos y su rentabilidad, sin embargo para el caso de proyectos energéticos usualmente se considera un valor alrededor de 6-8% para condiciones normales y podría cambiar dependiendo de las condiciones político-sociales-económicas del país y llegar a ser hasta un 10-20% para escenarios volubles o sumamente riesgosos. Como tal, la elección de una tasa de descuento es importante para cualquier análisis económico.

Como tasa de descuento se pueden tomar diversos indicadores. En una empresa el costo de capital (después de impuestos) puede ser una referencia, aunque puede ser apropiado incrementarlo ligeramente para ajustar el riesgo u otros factores.

El período de análisis también puede ser un factor sobre el que considerar variaciones a aplicar sobre la tasa de descuento. En períodos largos de tiempo puede ser adecuado incrementar las tasas de descuento para reflejar la prima de la curva de rendimiento para la deuda a largo plazo.

Otro método para elegir la de tasa de descuento es decidir el tipo según la rentabilidad de proyectos alternativos. Si, por ejemplo, el capital necesario para el proyecto A puede ganar un cinco por ciento en otros lugares, se puede utilizar esta tasa de descuento en el cálculo para permitir una comparación directa entre el proyecto A y la alternativa.

Relacionado con este concepto puede también utilizarse la Tasa de Reinversión de la empresa. La tasa de reinversión se puede definir como la tasa de retorno para las inversiones de la empresa en promedio. Cuando el análisis de proyectos es en un entorno de limitaciones de capital, puede ser apropiado utilizar la tasa de reinversión en lugar

del costo promedio ponderado de la empresa de capital como el factor de descuento. Este mecanismo refleja el costo de oportunidad de la inversión, en lugar del coste más bajo posible del capital.

En el proyecto Appsol se utilizó una tasa de descuento de un 8%.

6.2.4 Coste del dinero

El dinero es un recurso necesario de la producción y tiene un coste. En el apartado anterior se explica cómo el costo del dinero se utiliza con frecuencia como la tasa de descuento en algunos análisis económicos.

Normalmente se utilizan tasas de interés del sistema financiero nacionales o internacionales en función del mercado financiero al que se tenga acceso.

Otra forma es la evaluación del costo del dinero dentro de una empresa implicaría la determinación del costo de las diversas fuentes que componen dicho capital.

En el proyecto Appsol no se contempló el costo del dinero.

6.2.5 Tiempos y períodos

Puntos de tiempo y los períodos son factores cruciales en el análisis:

- Período de vida útil, L - Estimación de vida útil de una inversión en particular. Para sistemas solares térmicos es adecuado considerar 20 años.
- Período de análisis, N - Período de tiempo durante el cual se realiza una evaluación. Normalmente tiende a escogerse un tiempo inferior o cercano a la vida útil de la inversión en particular. En la industria sin embargo se reducen estos tiempos mientras que en análisis orientados a la evaluación social de determinados proyectos pueden escogerse períodos de 30 años.
- Período de amortización, M - Período de tiempo durante el cual se amortiza una deuda proveniente de algún préstamo para la inversión (por lo general a efectos fiscales).
- Período de Financiamiento, Y - Período de tiempo durante el cual se estructura el financiamiento de una inversión (por ejemplo, el período de retorno de un préstamo).
- Período Nivelación, N - Período de tiempo utilizado en el cálculo de un efectivo nivelado, como flujo de caja nivelado.

6.2.6 Valor presente

El análisis del valor presente permite calcular el valor de hoy de una transacción, ya sea un ingreso o un coste o el resultado del flujo de caja, que se producirá en el futuro.

El valor presente de un peso recibido o pagado en el futuro se puede calcular multiplicando el valor futuro por un factor del valor presente que utiliza la tasa de descuento.

$$S_n = S \frac{1}{(1+d)^t} \quad (2)$$

S_n , flujo de caja en valor presente (pero podríamos poner en valor presente independientemente ingresos o costes)

S , flujo de caja en año t

d , tasa de descuento

t , año

El valor presente también puede evaluarse durante un determinado período de tiempo, anualizándose, es decir, actualizando a valor presente el sumatorio de futuros flujos de caja, o ingresos o costes.

$$S_N^* = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \frac{S}{(1+d)^t} \quad (3)$$

S_N^* , flujo de caja anualizado (también se podría anualizar independientemente ingresos y costes)

S , flujo de caja en año t

d , tasa de descuento

N , período de análisis

6.2.7 Impuestos y depreciaciones

43. En Chile, existen actualmente sistemas separados para las "rentas de capital" y las "rentas de trabajo". Las primeras se gravan con el Impuesto de Primera Categoría, que afecta principalmente a empresas, incluyendo sociedades de hecho y empresarios unipersonales, en determinadas circunstancias. Este impuesto tiene una tasa fija de 20% sobre la base imponible. La base imponible se calcula sumando todos los ingresos brutos de bienes de esta categoría (art. 30 de la L.I.R.). A continuación se descuentan los costos directos desembolsados para producir dicha renta (art. 31 de la L.I.R.). Luego se descuentan los gastos necesarios que no hayan sido descontados como costos directos (art. 32 de la L.I.R.). A continuación se hacen reajustes para calcular la renta líquida, considerando la adición y sustracción de algunas partidas contables (arts. 33 y 34 de la L.I.R.).

Los impuestos representan costos adicionales que no son diferentes de, por ejemplo, los costos de mano de obra y materiales, y como tales, deben incluirse en un análisis económico. En la mayoría de las circunstancias, el flujo de caja después de impuestos será la base para analizar inversiones alternativas.

La depreciación y/o amortización a efectos fiscales será un factor importante en este análisis, puesto que el resultado sobre el que aplican impuestos⁴³ debe descontarse la misma, por lo que no se puede hablar de impuestos sin entrar también en depreciaciones y/o amortizaciones.

Además, dependiendo de la temporalidad del análisis, es importante tener en cuenta el valor residual del activo analizado (que podría venderse en el mercado), equivalente, en condiciones normales, al valor pendiente de amortizar del mencionado activo.

Las reglas de valoración de las amortizaciones se encuentran normalmente recogidas en las leyes fiscales de cada país, pudiendo así ser deducibles las cantidades que, en concepto de amortización del inmovilizado material, intangible y de las inversiones inmobiliarias, correspondan a la depreciación que sufran los distintos elementos por funcionamiento, uso, disfrute u obsolescencia.

Existen diversa formas de calcular la depreciación, bien lineal o bien acelerada, a escoger según el proyectista o el bien a evaluar.

Además, existen en diferentes países incentivos fiscales al resguardo de las energías renovables, lo que puede significar una ventaja adicional en los análisis de resultados después de impuestos entre alternativas con o sin incentivo fiscal.

6.2.8 Financiamiento

Los mercados financieros proporcionan el mecanismo a través del cual las empresas pueden obtener financiamiento. Las fuentes de financiamiento pueden provenir de bancos comerciales, de ahorro y préstamo, compañías financieras, compañías de seguros, fondos de pensiones, fondos de inversión, bancos de inversión, intermediarios, distribuidores, hogares, gobiernos y otras empresas comerciales.

Los fondos son recaudados a partir de estas fuentes externas y se asignan a los proyectos y los activos específicos.

Una transacción financiera se traduce en la creación tanto de un activo, como de un pasivo. La creación y la transferencia de estos activos y pasivos forman los mercados financieros. Estas transferencias financieras pueden ser en forma de préstamos, bonos, acciones comunes y acciones preferentes, que tienen un interés asociado, *tae*.

El financiamiento está muy ligado al análisis de incertidumbre y riesgo.

Los costes financieros anualizados pueden expresarse como:

$$C_{fi}^* = \frac{C_{fi}}{N} \sum_{t=1}^N \frac{(1 + tae)^t}{(1 + d)^t} \quad (4)$$

C_{fi} , costes financieros,

tae, tasa anual equivalente⁴⁴,

d, tasa de descuento,

* Anualizado,

6.2.9 Operación y mantenimiento

Los costes de operación se deberían evaluar en función de los precios de la energía.

$$C_{en}^* = \frac{C_{en}}{N} \sum_{t=1}^N \frac{(1 + ipe)^t}{(1 + d)^t} \quad (5)$$

$$C_{el}^* = \frac{C_{el}}{N} \sum_{t=1}^N \frac{(1 + ipel)^t}{(1 + d)^t} \quad (6)$$

44. Tasa anual equivalente es una referencia orientativa del coste o rendimiento efectivo de un producto financiero. Incluye el tipo de interés nominal, los gastos y comisiones bancarias y el plazo de la operación. A diferencia del tipo de interés, recoge los gastos y las comisiones, es decir, la compensación completa que recibe el propietario del dinero por cederlo temporalmente. No incluye gastos de garantías o seguros.

C_{en} , coste de la energía fósil,
 C_{el} , coste electricidad,
 ipe , incremento de precios de combustibles fósiles,
 $ipel$, incremento de precios de electricidad,
 d , tasa de descuento,
 *Anualizado,

Costes de operación y mantenimiento:

$$C_{om}^* = \frac{C_{om}}{N} \sum_{t=1}^N \frac{(1+i)^t}{(1+d)^t} \quad (7)$$

C_{om} , coste mantenimiento,
 i , inflación,
 d , tasa de descuento,
 *Anualizado,

6.2.10 Incertidumbre y riesgo

La incertidumbre se refiere al análisis del estado de la información acerca de una variable o parámetro de interés, específicamente cuando la cantidad no se conoce perfectamente.

Un concepto estrechamente relacionado es la variabilidad. Variabilidad se refiere a un parámetro voluble dentro de un conjunto de población. Por ejemplo, los precios de la electricidad en Chile son variables en función de la región. Los precios de la electricidad en Chile a futuro, son inciertos y posiblemente variables.

Una definición de riesgo es la incertidumbre asociada a un indicador o función objetivo.

6.3 Criterios de selección de indicadores

Este apartado presenta los diferentes indicadores económicos para evaluar una inversión. La elección de un indicador u otro está determinado por varios factores. Estos factores incluyen la perspectiva del inversor, la normativa regulatoria, el riesgo, el financiamiento, el flujo de caja, la comparación de alternativas excluyentes o no.

La mayor parte de los indicadores económicos son válidos para la mayoría de inversiones, y normalmente la mejor opción es utilizar varios de ellos para evaluar la mejor inversión. Sin embargo, ciertos indicadores son inadecuadas para ciertas inversiones. Por ejemplo el uso de la Tasa Interna de Retorno, TIR, para comparar dos inversiones con retornos significativamente diferentes en plazos de tiempo, pueden dar como resultado a inadecuadas suposiciones.

Para la toma de decisiones sobre una o varias inversiones se puede proceder según:

- Aceptación o rechazo de una inversión.
- Selección entre diferentes inversiones mutuamente excluyentes.
- Clasificar las mejores inversiones (no excluyentes).
- Evaluar el riesgo de una inversión.

Tabla 6.1 Indicadores económicos y nivel de validez

	VAN	LEC	TIR	PBI	PBd
Aceptación Rechazo	●	●	●	●	●
Selección inversiones excluyentes	●	●	●	■	■
Clasificación mejores inversiones	●	●	●	■	■
Evaluar Riesgo	●	●	●	●	●

VAN, Valor actual neto

LEC, Precio nivelado de la energía (Levelised Energy Cost o LCOE Levelised Cost of Energy)

TIR, Tasa interna de retorno

PBI, Payback lineal

PBd, Payback dinámico o descontado

6.3.1 Aceptación o rechazo

Cuando una sola inversión está bajo consideración, bien puede ser aceptada o rechazada.

El LEC no es recomendable porque requiere de un marco de referencia. Sin embargo el TIR es aceptable (teniendo en cuenta el tamaño de la inversión) y además comúnmente usado para muchas decisiones de aceptación o rechazo porque permite una rápida comparación con una tasa mínima aceptable de retorno.

6.3.2 Selección entre inversiones mutuamente excluyentes

Para seleccionar entre alternativas mutuamente excluyentes, dado que las inversiones comprenden diferentes métodos o diseños para la prestación del mismo servicio, existen muchos indicadores: TIR, PBI, PBd, VAN, LEC.

Si los rendimientos y los beneficios son los mismos para todas las alternativas, entonces cualquiera de los indicadores pueden ser aceptables. Sin embargo normalmente los beneficios varían en su distribución en el tiempo, en desiguales tiempos de vida útil, etc. Por lo que no se recomiendan la mayoría de los indicadores (LEC, TIR, PBI, PBd), ya que no tienen en consideración el tamaño de la inversión.

6.3.3 Sin embargo el VAN sí es recomendable porque determina explícitamente valor de las inversiones mayores con mayores retornos y viceversa. Clasificación de las mejores inversiones no excluyentes

Para realizar una clasificación entre alternativas no mutuamente exclusivas de inversión se debe tener en consideración la limitación de la capacidad de inversión, los flujos de cajas u otros. El objetivo del análisis para seleccionar en el conjunto de inversiones es maximizar el valor para el inversor de sus fondos disponibles.

La TIR no se recomienda aislada, ya que sobrevalora proyectos con beneficios a corto plazo pero sin valorar resultados globales. A menos que el riesgo sea importante, el PBI o PBd tampoco se recomienda porque ignoran el retorno después de amortización. El VAN es aceptable, pero requiere la evaluación de la combinación de las inversiones que cumple con el objetivo de servicio y no alcanzan el límite de la capacidad de inversión.

6.3.4 **NOTA: Diferencias de resultados a la hora de ordenar inversiones entre VAN y TIR**

Aunque VAN y TIR son dos variables interesantes para valorar proyectos, no siempre cuando se desea jerarquizar proyectos, las dos técnicas pueden dar resultados distintos. La diferencia de los resultados que proporcionan ambas técnicas se debe a los supuestos en que cada una está basada. El criterio de la TIR supone que los fondos generados por el proyecto serían reinvertidos a la tasa de rentabilidad del proyecto, el criterio del VAN supone una reinversión a la tasa de descuento de la empresa.

Si se supone que la empresa actúa con un criterio de racionalidad económica, ella reinvertirá hasta que su beneficio marginal sea cero (VAN del último proyecto igual a cero); es decir, hasta que su tasa de rentabilidad sea igual a su tasa de descuento. Sin embargo, según el supuesto de eficiencia económica, la empresa reinvertirá los excedentes a su tasa de descuento, ya que si tuviera posibilidades de retornos a tasa mayores ya habría invertido en ellas. Hay que señalar que algunos autores cuestionan el supuesto de que la TIR reinvierte los flujos del proyecto a la misma tasa. (Sapag Chaín).

6.3.5 Evaluación del riesgo

Para la evaluación del riesgo analizar el período de retorno de la inversión PBI o PBd resultará útil pues indicará el tiempo en el que el flujo de caja compensará la inversión inicial requerida.

Se puede analizar también el VAN respecto a una d (tasa de descuento) alta. Esto es un buen indicador del riesgo del proyecto, y su dependencia de los ingresos futuros.

6.4 Cálculo de indicadores económicos

6.4.1 VAN

El VAN de un proyecto evalúa la inversión y los flujos futuros considerando una desvalorización de los capitales de acuerdo al costo de oportunidad, lo que se refleja en una tasa de descuento d .

El valor de los flujos futuros, por lo tanto, estará dividido por $(1+d)$ de acuerdo al período anterior, lo que se puede extender para el caso general, de manera que la reducción esté expresada en función del número t de periodos que han pasado desde la primera inversión. La unidad más común para los periodos es el año.

Cada flujo neto se puede expresar como la diferencia entre los ingresos I_t y los costos C_t de ese período t . Y usualmente el flujo del primer período consiste en la financiación (en caso que exista) I_0 que se considera como un flujo positivo y los costos asociados al montaje de la instalación C_0 .

$$VAN_t = (I_0 - C_0) + \sum_{t=1}^N \frac{I_t - C_t}{(1+d)^t} \quad [8]$$

El paso siguiente consiste en definir qué se considera como ingresos y costos para este tipo de proyectos, puesto que proyectos de eficiencia energética, a veces los ahorros son traducidos como ingresos.

En cuanto a los costos, estos corresponden a los flujos operacionales (mantención, recursos humanos), presentados anteriormente, mientras que los ingresos, en algunos casos, tanto pueden ser por ingresos de venta de energía (en el flujo de caja de una ESCO) como también se podrían considerar como el ahorro energético (por la reducción de los costos de operación de la planta).

Sustancialmente no hay muchas diferencias en cuanto a la manera de plantear los beneficios, es decir, si existe ahorro es como si efectivamente la empresa percibiera un ingreso extra por período, sin embargo, las situaciones en que se utiliza un método u otro pueden ser distintas.

El primer caso, en que se utiliza el ahorro como una reducción de costos es para comparar la inversión con el escenario en que no existe inversión. Considerando siempre los flujos que son de interés para el proyecto, esto quiere decir, que sólo entran en el análisis, aquellos flujos que se ven influidos por la implementación del proyecto. Los ingresos operacionales pre-existentes, no deberían ser considerados.

El segundo caso se comporta como mejor herramienta ante el análisis de alternativas posibles, por ejemplo, si una industria deseara ampliar su capacidad productiva, puede comparar los ingresos por aumento de productividad con los ingresos provenientes de los ahorros generados por el proyecto en cuestión.

En particular, en el escenario de venta de la energía generada, efectivamente existe un ingreso, correspondiente al precio de la energía P_e por la cantidad de energía generada Q_t en un periodo t . Este tipo de escenario se utiliza en el caso de que exista una ESCO (ver Capítulo 7), o por ejemplo si dentro de una empresa existieran múltiples plantas y los centros de costo estuvieran divididos, de manera que una planta le vende la energía a su planta vecina.

Sin importar la manera de elegir los flujos relevantes, todos los proyectos alternativos han de ser evaluados bajo la misma metodología si se utiliza el VAN como herramienta de análisis económico.

En caso de que se quiera vender la energía, entonces se puede calcular el precio P_e^* de la misma considerando que se quiere recuperar la inversión en un número de t^* años. Para eso se puede igualar el VAN a cero e imponer la condición propuesta.

$$VAN_N = 0 = -C_0 + \sum_{t=1}^N \frac{P_e^* \cdot Q_t - C_t}{(1+d)^t} \quad (9)$$

Y si se supone un precio constante de la energía, entonces P_e^* se puede calcular como:

$$\begin{aligned} 0 &= -C_0 + \sum_{t=1}^N \frac{P_e^* \cdot Q_t - C_t}{(1+d)^t} = -C_0 + \sum_{t=1}^N \frac{P_e^* \cdot Q_t}{(1+d)^t} - \sum_{t=1}^N \frac{C_t}{(1+d)^t} \\ &\rightarrow P_e^* = \frac{C_0 + \sum_{t=1}^N \frac{C_t}{(1+d)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{Q}{(1+d)^t}} \end{aligned} \quad (10)$$

Adicionalmente se pueden considerar un aumento paulatino del precio, con una tasa de incremento del precio de la energía ipe , con lo que finalmente el precio P_{et}^* de un periodo t se podría expresar como:

$$P_{et}^* = P_e^* (1+ipe)^t \quad (11)$$

El valor del ipe se puede relacionar con varios factores, por un lado el incremento del precio de la energía en el mercado, que puede ser originado por una proyección de los precios en base a la oferta y demanda, y por otro el crecimiento del país que usualmente está indicado en el IPC.

Es muy importante que dicho valor sea de mutuo acuerdo con el cliente a quien se le vende la energía y que se fije en algún lugar del contrato (ESCOS, ver Capítulo 7).

Con esto se puede volver a calcular el VAN del proyecto, y debería dar un resultado mejor y más realista.

6.4.2 LEC

El LEC es un indicador que integra todas las hipótesis financieras y técnicas adecuadas de un operador energético y da como resultado un valor indicativo del coste financiero de la energía para el operador. El LEC indica, por lo tanto, los costes de inversión, de explotación y la preferencia por el dinero presente de los inversores.

En su fundamento, la operación que realiza el LEC es dividir todos los costes antes mencionados por la cantidad de energía generada en el mismo horizonte. De esta manera el resultado debería ser una cantidad monetaria por unidad de energía (ejemplo más usual: USD\$/kWh).

Existen diversas metodologías para reproducir este valor, debido a que hay múltiples formas de calcular los costos asociados a un proyecto, algunas consideran la desvalorización de los capitales, la vida útil de los equipos y otros factores como incluso podrían ser los beneficios sociales, sin embargo, una de las más utilizadas consiste en calcular los flujos de capitales y convertirlos en valores actualizados netos (VAN).

Para calcular el LEC, basta con aplicar la ecuación (10), ya que conceptualmente, esta corresponde al coste de producción del combustible en un horizonte específico de años.

Este valor es netamente referencial, es decir, no es necesariamente el precio real al cual se genere la energía, porque involucra una serie de aproximaciones de la demanda y otros factores como las modificaciones en terreno. Sin embargo es el indicador que permite comparar distintas alternativas para conocer cuál es la que tiene el valor por energía generada más económico.

6.4.3 TIR

Otro indicador económico, proveniente del VAN, es la TIR (tasa interna de retorno), que se define como la tasa a partir de la cual se hace cero el VAN en un horizonte de tiempo determinado, expresado de forma matemática:

$$VAN = 0 = (I_0 - C_0) - \sum_{t=1}^N \frac{(I_t - C_t)}{(1 + TIR)^t} \quad (13)$$

Este indicador no permite la comparación entre proyectos por sí solo, vale decir, un proyecto con mayor TIR que otro, no es necesariamente la mejor alternativa de inversión. Aun cuando los proyectos fuesen evaluados sobre el mismo horizonte, no se puede utilizar porque no incluye el monto de la inversión dentro del análisis.

La TIR dice, cuando un proyecto es más rentable que el costo de oportunidad, vale decir, si la TIR es positiva, entonces el proyecto asociado es más conveniente que el escenario en que no se hace la inversión.

Calcular la TIR, es un proceso analíticamente complejo y usualmente se utilizan métodos computacionales que se basan en algoritmos iterativos bastante eficientes. Las aproximaciones analíticas suelen tener un margen de error excesivo.

6.4.4 PAYBACK lineal

Es el número de años que la empresa tarda en recuperar la inversión. Este indicador permite identificar aquellos proyectos cuyos beneficios permiten recuperar más rápidamente la inversión, es decir, cuanto más corto sea el periodo de recuperación de la inversión mejor será

El defecto de los métodos estáticos (no tienen en cuenta el valor del dinero en las distintas fechas o momentos)

Ignora el hecho de que cualquier proyecto de inversión puede tener corrientes de beneficios o pérdidas después de superado el periodo de recuperación o reembolso.

Puesto que el plazo de recuperación no mide ni refleja todas las dimensiones que son significativas para la toma de decisiones sobre inversiones, tampoco se considera un método completo para poder ser empleado con carácter general para medir el valor de las mismas.

$$PBI = \frac{C_0 - I_0}{\sum_{t=1}^N St} \quad (14)$$

6.4.5 PAYBACK dinámico o descontado

Es el periodo de tiempo o número de años que necesita una inversión para que el valor actualizado de los flujos netos de Caja en valor presente, igualen al capital invertido.

Supone un cierto perfeccionamiento respecto al método estático, pero se sigue considerando un método incompleto. No obstante, es innegable que aporta una cierta información adicional o complementaria para valorar el riesgo de las inversiones cuando es especialmente difícil predecir la tasa de depreciación de la inversión, cosa por otra parte, bastante frecuente

$$PBd = \frac{C_0 - I_0}{\sum_{t=1}^N \frac{St}{(1-d)^t}} \quad (15)$$

Como referencia en la Tabla 6.2 se muestran algunos valores utilizados en el proyecto APPSOL (revisar que sean los de APPSOL).

Tabla 6.2 Valores económicos de referencia

Tasa de descuento r	8%
Precio del dinero o capital	7,9%
IPC	2,6%
Precio del Dólar	CLP \$580
Precio del Euro	CLP \$740
TIR inversión propia (Coste del dinero)	7,9%
TIR inversión ESCO	15% para el inversionista, con apalancamiento del 50%

Los valores de TIR auto-financiada y TIR con inversión de ESCO (ver Capítulo 7), son promedios de proyectos energéticos similares y simulaciones para casos favorables de inversión.



7 ESCOs

7.1 Introducción

Para entender lo que es una ESCO (Energy Services COmpany) o ESE (Empresa de Servicios Energéticos) primero se debe entender su origen.

Desde hace algunos años que la tendencia mundial en la industria de servicios públicos es promover su inversión en servicios que les permitan capturar a los clientes que están fuera de sus segmentos habituales, debido a que para los clientes cada vez existen más alternativas y es más fácil cambiarse entre un proveedor y otro.

Por otro lado lo que ocurre es que los clientes son cada vez más exigentes en cuanto a la calidad de los servicios/productos y sus procesos productivos, lo que ha llevado a un crecimiento en la explotación de energías provenientes de fuentes renovables.

Las propias industrias productivas son conscientes de que una imagen ambientalmente amigable puede ser un fuerte factor a su favor, y por otro lado, al igual que los clientes, están a la búsqueda de alternativas económicas que les faciliten acceso a otras fuentes energéticas.

Y por último, los organismos y políticas públicas también apuntan hacia este objetivo, lo que sumado a lo anterior, genera un ambiente propicio para que surjan nuevos modelos de negocio para la industria de servicios públicos, que a la par de competir económicamente, entregan una solución innovadora de cara a la necesidad de energía eco-sustentable.

¿Por qué entonces, los proyectos SST no se han introducido en la industria a gran escala?

La principal causa de que las industrias no intervengan sus procesos o no consideren los SST para las nuevas instalaciones, es que estas aún mantienen dudas respecto a la inversión inicial y la confiabilidad y vida útil de los proyectos.

A raíz de este escenario, las ESCOS son compañías de servicios energéticos, que generan valor a través del ahorro energético para sus clientes.

En términos prácticos una ESCO es una empresa que cofinancia proyectos energéticos, los opera y vende la energía producida a un precio más bajo que el alternativo durante un horizonte de tiempo predeterminado. Se asemeja al modelo de concesión, en que al contratante le interesa tener energía a un precio más económico y a la ESCO le interesa tener un flujo constante de capital durante un periodo prolongado de tiempo.

Para efectos de este manual, se introduce las ESCO como pieza clave en el desarrollo y ejecución de los proyectos de instalación de SST, mediante una reducción en la inversión (y eliminación de la inversión inicial) para la industria interesada y un aporte en experiencia para maximizar la eficiencia técnico-económica de la instalación y así ofrecer garantías y un mejor precio de la energía.

7.2 Esquemas de financiamiento

Como se comenta anteriormente, una de las principales funciones de las ESCOS es ofrecer cofinanciamiento a empresas que quieran desarrollar algún proyecto de eficiencia energética. Por lo tanto para este modelo de negocios, habrá dos intereses, por un lado, la ESCO necesita que su inversión se rentabilice en un cierto horizonte, y por el otro, el cliente busca un buen precio para la energía que abastecerá sus procesos.

En general existen tres modelos de financiamiento:

- Sólo precio de la energía:

La ESCO cobra al cliente un precio por la cantidad de energía térmica suministrada. En general la cuenta de energía se cobra mensualmente o bimensualmente. Esto quiere decir que la ESCO sólo recupera la inversión en función de la energía vendida y que una importante fracción de los costos del cliente se generará en verano (cuando la fracción solar sea mayor).

El precio de la energía debería ser calculado en base a la demanda proyectada y otras variables económicas, como se detalla en el Capítulo 6. Sin embargo es muy recomendable que la tarifa sea variable de acuerdo al nivel de demanda térmica que tenga la industria, siendo los meses con menor producción, aquellos en que la energía es más costosa de producir.

- Precio de la energía y tarifa básica:

Adicional al precio de la energía, se cobra al cliente un monto fijo por disponibilidad de la energía. Como hacen los grandes suministradores de gas o electricidad convencional. Vale, decir sin importar el nivel de producción de la industria, el cliente debe pagar esta tarifa.

Esto reduce el riesgo de la inversión para la ESCO, sobre todo cuando la producción de energía solar es muy baja en los meses de invierno.

- Precio de la energía y tarifa de conexión:

En caso de que el cliente quiera hacer un aporte a la inversión inicial del SST, entonces dicho monto recibe el nombre de tarifa de conexión. Este aporte, según los cálculos especificados en el Capítulo 6 hará que el precio de la energía sea menor. Usualmente.

7.3 Actores involucrados

Generalmente, en un proyecto ST-ESCO, se involucran cuatro actores, el cliente, la ESCO, una empresa instaladora y una entidad de financiamiento. Durante el proyecto, se definen distintas relaciones entre los distintos actores, por ejemplo, el instalador es responsable ante la ESCO, la ESCO es responsable ante el Cliente y tal vez el Cliente y la ESCO son responsables ante la entidad de financiamiento.

- El Cliente: Es el interesado en intervenir alguno de sus procesos o adquirir un nuevo servicio de suministro de energía. También puede (o no) comprometer una fracción de la inversión a realizar.
- La ESCO: Es el interesado en cofinanciar el proyecto de SST, y también es el encargado de operar la planta durante los años que dure el contrato. Es quien vende la nueva energía producida al cliente.
- Empresa instaladora: Es quien se hace cargo del diseño e instalación del SST, usualmente es una empresa de ingeniería.
- Entidad de financiamiento: En la mayoría de los casos, la ESCO no invertirá directamente de sus capitales o al menos no el monto completo, sino que servirá de interventor ante alguna entidad de financiamiento, que usualmente corresponde a un banco. Este actor no siempre interviene, pero si lo hace, es importante considerarla dentro del análisis y las garantías del proyecto.

La naturaleza del papel que desarrolle cada uno de los actores en detalle estará fuertemente determinada por las condiciones y garantías que se fijen como base para el proyecto.

7.4 Condiciones y garantías

Existen ciertas garantías prescritas en el contrato de servicio de energía, cuyo objetivo es ofrecer condiciones favorables para todos los actores involucrados. Los detalles de dichas condiciones dependerán de las características técnicas del proyecto

Las condiciones técnicas y económicas están relacionadas entre sí, y son un elemento clave para asegurar el éxito de los proyectos solares térmicos ESCO (ST-ESCO en adelante).

7.4.1 Garantías técnicas

- Garantías sobre el sistema de operación:

Son un conjunto de condiciones que debe cumplir la ESCO para asegurar la correcta operación de las instalaciones, como por ejemplo, incluye el comportamiento del SST frente a estancamiento. Con que se cumplan las normas y estándares de seguridad de la misma industria, suele bastar.

- Garantía de suministro de energía:

Esta es la garantía que asegura un nivel mínimo de producción por parte del SST. En general corresponde a una cantidad anual de energía, lo que además de garantizar el retorno de inversión para el cliente (si la hubiera), también lo hace para la ESCO.

Es importante que esta cifra se defina en base a la demanda de la industria y la fracción solar objetivo, puesto que en caso contrario podría traer repercusiones negativas sobre el dimensionamiento de la planta. Acerca de esto, también es importante que se estipule un nivel mínimo de demanda y compensaciones en caso de que no se cumpla.

También podrían ser parte de este compendio, las condiciones de operación que aseguran el correcto funcionamiento del SST. Por ejemplo, la temperatura de retorno de operación hacia el campo de colectores (si es muy alto, baja el rendimiento del sistema).

7.4.2 Garantías económicas

Usualmente, los fondos de financiamiento de los proyectos no provienen directamente de las ESCOS sino de entidades bancarias. Las garantías económicas entran a operar sobre las relaciones entre los distintos actores (cliente, ESCO, banco) para distintas situaciones.

Uno de los escenarios en los que estas condiciones resultan útiles, es en el caso de quiebra de alguna de las entidades. Usualmente, si quiebra la ESCO, el banco se apropia de la instalación, salvo que se exprese lo contrario en el contrato.

Para la ESCO también es importante tener la garantía que la empresa será capaz de pagar las cuentas de energía para poder recuperar su inversión y devolver al banco lo que corresponda. Para estas situaciones existen seguros bancarios que permiten a la ESCO invertir en proyectos más grandes con un mayor nivel de riesgo.

Es relevante también que se considere dentro de las garantías económicas el esquema de financiamiento, en particular, es recomendable que se fije el precio de la energía en función de la demanda que tenga la industria, pero además se debe fijar si corresponde, la tarifa básica o la tarifa de conexión.

Independiente del tipo de esquema que se escoja, siempre debería fijarse un monto garantía para la ESCO en caso de que el cliente quiera prescindir de los servicios antes del plazo acordado en el contrato.

7.4.3 Garantías/Seguros de las instalaciones

Otro aspecto importante a considerar, son las garantías respecto a las componentes que constituyen el SST. Usualmente, quien se hace cargo de esta responsabilidad no es la empresa instaladora sino la ESCO. Esto es porque usualmente la ESCO es quien compra las instalaciones, y como dueño de éstas se debe encargar de asegurarlas.

Sin embargo existen distintos esquemas de aseguramiento, dependiendo del tipo de instalación y de los riesgos a los que está suscrita la instalación (condiciones de operación, características ambientales, factores externos, etc).

Para definir las políticas de garantías, se recomienda tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Condiciones climáticas extremas: Las condiciones deberían ser expresadas en función de las condiciones del lugar geográfico del lugar, las temperaturas mínimas y máximas extremas, posibilidad de daño debido a tormentas eléctricas, sismos, etc.
- Robo, sobre algunas condiciones, se debe fijar cuales son los permisos de acceso a las instalaciones del SST.
- Incendio u otro tipo de fenómenos dañinos que pueda provenir del edificio o alguna estructura aledaña a las instalaciones.

Cabe recalcar que para cualquier tipo de garantía, se debe considerar que el dueño de las instalaciones es la ESCO, pero el dueño de las estructuras edificadas pre-existentes es el cliente.

7.4.4 Término de la concesión

Es muy importante definir qué ocurre una vez que se ha terminado el periodo del contrato:

- El cliente paga una fracción fija de la inversión una vez que se acaba la concesión de las instalaciones (lo que en la Sección 7.2 se refiere como tarifa de conexión). Si se hace una desinstalación de las estructuras, esta tarifa debiera comprender una fracción de los costos asociados dicha operación
- El cliente paga una fracción flexible de la inversión una vez que se acaba la concesión de las instalaciones. La magnitud de dicho monto depende de la cantidad de tiempo que haya durado el contrato. Mientras más extenso es este, entonces el cliente debe pagar cada vez menos.
- Si la instalación fuera modular y se pudiera conectar/desconectar con facilidad, entonces se puede establecer una condición intermedia entre fija y flexible, dependiendo del número de veces que se realiza la reconexión. Durante los periodos de no-instalación, entonces la ESCO puede utilizar los equipos en otras instalaciones.

7.4.5 Derechos de propiedad

Adicionalmente, respecto a los derechos de propiedad de la instalación se pueden establecer los siguientes escenarios:

- La planta ha de ser desinstalada: En caso que el cliente no quiera extender o renovar el contrato, entonces la planta debe ser desinstalada. Este es el peor modelo para la ESCO, debido a que usualmente carga con gran parte de los costos de desinstalación.
- Traspaso de propiedad: Si se estipulase en el contrato, al final del periodo del mismo, las instalaciones pasan a manos del cliente, quien puede o no prescindir de los servicios de operación y mantenimiento de la planta que ofrezca la ESCO.
- Renovación o extensión del contrato: En caso que el cliente lo requiriera, se puede extender o reformular el contrato, para que la ESCO sea la operadora y dueña de las instalaciones. En este caso es muy probable que la inversión ya se haya retornado, en cuyo caso el precio de la energía debiera ser aún más competente que durante la fase previa.

7.5 Contrato de suministro de energía

Las condiciones de garantía y aseguramiento antes descritas debieran firmarse por escrito en lo que conoce como un contrato de suministro de energía. Este documento es el núcleo de un proyecto ST-ESCO, usualmente se contempla sobre horizontes de tiempo que van desde el diseño de la planta hasta que la inversión esté completamente retornada, punto en que usualmente se re-evalúa y se opta por alguna de las alternativas explicadas en la sección anterior.

Algunos de los puntos que un contrato de energía debe considerar son:

- **Tema del contrato**
 1. Definición de actores: Quién es la ESCO, quién es el cliente.
 2. Información general de la integración del SST a las instalaciones pre-existentes.
 3. Fecha límite para comenzar el suministro de energía, y las multas en caso de incumplimiento.
- **Duración del contrato**
 1. Comienzo y final del contrato.
 2. Cláusulas de cancelación del contrato.
- **Instalación del SST y línea de propiedad**
 1. Responsable (empresa y equipo técnico) de la instalación.
 2. Definición de los márgenes de rendimiento, responsabilidades del cliente respecto al punto de conexión (condiciones de operación).
 3. Requerimiento de certificados.
 4. Responsable de pagar las cuentas de energía eléctrica del SST.

1. Responsable del mantenimiento del SST.
 2. Estructura de propiedad de los espacios que han de ser afectados por las instalaciones (techumbres, suelos, red de cañerías, etc.).
- **Detalles en el suministro de energía y la operación de la planta**
 1. Obligación y exclusividad de suministro de energía desde la ESCO hacia el cliente.
 2. Obligaciones y exclusividad de la compra de la energía por parte del cliente hacia la ESCO. (De particular importancia si aparecen otras fuentes energéticas competitivas).
 3. Fijación de los límites de consumo energético (perfil de demanda térmica asegurada).
 4. Riesgos respecto a los daños producidos en la planta debido a una incorrecta operación, que deben ser cubiertos por la ESCO.
 5. Fecha inicial y máximo plazo hasta que comience el suministro de energía hacia el cliente.
 - **Precio de la energía solar**
 1. Definición de tarifa (El monto y si es fija o variable).
 2. Cláusulas de renegociación en caso de cambios drásticos en las condiciones de contorno del proyecto.
 - **Medición de la energía solar y forma de pago**
 1. Método de medición de la energía suministrada.
 2. Unidades de medición de la energía suministrada.
 3. Responsable de la calibración del sistema de medición.
 4. Condiciones de pago (forma y periodicidad).
 - **Otras cláusulas**
 1. Manejo de la cancelación del contrato por cualquiera de las partes, todas las circunstancias que llevan a un término del contrato sin implicaciones legales.
 - **Venia legal**
 1. Fijación de cualquier venia legal en caso de cualquier malentendido entre las partes del contrato.

Adicionalmente, este contrato debería contener la memoria de proyecto ejecutivo o como mínimo los planos y modificaciones a las instalaciones pre-existentes que hayan sido acordadas previamente.

7.6 Línea de tiempo para un proyecto ST-ESCO



Figura 7.1 Esquema temporal de un proyecto ST-ESCO

Una manera de plantear los proyectos ST-ESCO es a través del esquema mostrado en la figura:

1. Alguien quiere hacer un proyecto de SST, ya sea una industria por iniciativa propia o porque existe un ofrecimiento desde alguna ESCO.
2. Se verifican las condiciones básicas que determinan si el sistema es o no técnico-económicamente factible.
3. Se procede con el diseño del SST.
4. Se verifica el contrato de energía, según todo lo explicado en la sección anterior.
5. Se procede con la instalación del SST.
6. Comienza el periodo de operación, claramente especificado en el contrato.
7. Finaliza el contrato, y se puede renovar (con o sin traspaso de la propiedad) o desinstalar el SST.

7.7 Ventajas del modelo ESCO

Para el cliente:

- No necesidad de desembolso para la inversión inicial.
- Seguridad en el suministro de energía: Principalmente porque la instalación está muy cerca de la operación y porque el sol, a pesar de ser una fuente de energía variable, es muy confiable para un nivel mínimo de potencia.
- Precio reducido de la energía: En relación a otras fuentes, la tarifa de la energía se puede fijar para que sea más económicamente competente.
- Despreocupación de la mantención y operación: En general las ESCOS se preocupan de mantener y operar el SST durante toda su vida útil.
- Acceso a la experiencia de las empresas energéticas: Usualmente las ESCOS son empresas con experiencia en sistemas de energía, y su asesoramiento asegura un cierto nivel de optimización de los procesos.

- Despreocupación por los recursos humanos: La ESCO se hace responsable de las instalaciones de los costos, planeamiento y recursos humanos necesarios para llevarlas a cabo y operarlas.
- Mejoramiento de la imagen: La utilización de energías renovables puede ser un factor poderoso en ayudar a la reducción de gases de efecto invernadero, lo que a su vez dado el escenario mundial, es una ventaja competitiva y en algunos casos, un requisito.

Para la ESCO:

- Contratos a largo plazo aseguran rentabilidad.
- El mercado de las ESCOS está creciendo y rentabilizándose, lo que quiere decir que los proyectos de esta naturaleza son cada vez más sustentables económicamente.

7.8 Ejemplos de ESCO

En el mundo entero existen ejemplos de empresas que se han dedicado a desarrollar proyectos como ESCO. El concepto nace en Europa, no se conoce exactamente la fecha, pero algunas fuentes indican que podría tener alrededor de 100 años de antigüedad, e inicialmente, este modelo de negocios tenía como objetivo superar las barreras de desarrollo para el mercado de la eficiencia energética.

En la unión europea en general, el desarrollo de proyectos ESCO se vincula sobre todo con el sector público y la industria de la construcción, sin embargo, durante los últimos años, ha existido un intento por introducir el modelo en el sector residencial e industrial del país. ESCO Market Report 2013.

Existen una serie de organismos internacionales que apoyan y dan garantía para la creación de este tipo de proyectos. Por ejemplo el Banco Mundial está particularmente interesado en el desarrollo de este mercado y ha prestado apoyo y líneas de crédito a países como China para promover este modelo de negocios.

En Chile, también existen sociedades como Anesco Chile (Asociación Nacional de Empresas de Eficiencia Energética), la cual se dedica a promocionar y promover la eficiencia energética a través del modelo ESCO.

En el mundo, algunos casos de las ESCOs multinacionales más grandes son:

- JOHNSON CONTROLS
- LLOYD INSULATIONS
- SIEMENS BUILDING TECHNOLOGIES PVT. LTD

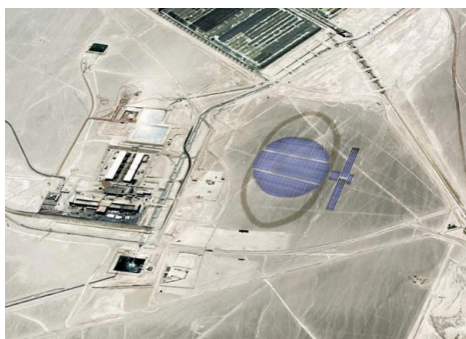
En Chile algunos casos de empresas que desarrollan proyectos ESCO son (Extraído de <http://www.anescochile.cl>):

- ASGREEN
- Creara
- Eecol Power
- Energy Tracking
- Fundación Chile
- GBR
- Hidrotec
- IDMA
- PROQUILAB
- JHG Ingeniería
- Kensei
- Nordin
- Punto solar
- SEG Ingeniería
- Tecnored
- Vivendio
- Blue Now
- Dominet
- Efizity Ingeniería Spa
- Eulen
- Gasco
- HEAVENWARD ASCENSORES S.A.
- Hydroscada
- INACAP
- JAGA
- Johnson Controls
- Magna IV
- Prevent
- Roda
- TBE Chile
- Termika

8

Casos de éxito

8.1 Minera Gaby



Minera Gaby, de propiedad de CODELCO, dedicada a la extracción y producción de cátodos de cobre, dispone desde Agosto de 2013 de la planta termosolar más grande del mundo. La planta ha sido implementada en régimen ESCO después de una licitación internacional.

La energía producida permite cubrir aproximadamente el 85% de la demanda total de agua caliente de proceso para el calentamiento del electrolito rico y el lavado de cátodos del proceso de electroobtención. Esta producción energética permitirá lograr ahorros de 6.500 toneladas de petróleo diésel al año, generando reducciones de emisiones de CO2 equivalentes a 15.000 toneladas año.

8.2 Textil Wados.

Wado's, empresa nacional líder en vestuario femenino dispone desde 2011 un sistema de pretemperado industrial para precalentar el agua caliente requerida en sus procesos de producción.

Se instaló un sistema de 150 [m²] de paneles de polipropileno anti UV con capacidad de acumulación de 10.000 litros para precalentar el agua en el proceso de tintura de mezclillas. La energía producida satisface un 55% de su consumo anual de agua caliente. El proyecto tuvo un payback 1,9 años.



8.3 MAFRICA

La empresa Mafrica, dedicada al sacrificio y despiece de porcino, ovino y bovino, dispone desde febrero de 2012 de una planta termosolar. La planta se enmarca en un proyecto piloto para desarrollar por captadores solares térmicos de concentración con tecnología Fresnel

La energía producida permite cubrir la demanda total de agua caliente sanitaria para la higiene y la limpieza del matadero. Los costes de inversión de una planta de este tipo oscilan en torno a los 150 € / m² , con un período de amortización entre 7 y 10 años , al margen de posibles ayudas o subvenciones.



8.4 Contank

La Compañía CONTANK instaló su sistema solar térmico para apoyo a la producción de vapor para limpieza de camiones cisterna en 2004.

El sistema solar se encuentra ubicado en las cubiertas de las naves de lavado y lo conforman dos campos de captadores planos Sonnekraft GK6 de 6 [m²] cada unidad, con una superficie total de 509,5 [m²], equivalentes a 356 [kW] de potencia.

El proyecto, que ganó el Premio Eurosolar en España, está en plena operación 9 años después y produce 429.000 [kWh] anuales, equivalente al un 21,55% de la demanda energética del proceso, con el consiguiente ahorro en el consumo de gas natural.



9

Glosario

9.1 Conceptos generales

- **Oferta solar:** Cantidad de energía disponible desde el sol, por unidad de superficie, en una ventana de tiempo determinada. Se mide en $(\text{kWh})/\text{m}^2$. Usualmente se observa en una gráfica, cómo varía la energía de forma horaria a lo largo de un año, o a lo largo de un día. Con esta información se puede estimar la inclinación y el ángulo azimutal óptimo de los paneles y el tipo de acumulación necesaria.
- **Circuitos hidráulicos:** Usualmente se entiende por circuito hidráulico a un ciclo cerrado de fluido en movimiento. En el ámbito de instalaciones solares térmicas, usualmente existen 2 o más circuitos. El primario, se conoce como el circuito que pasa por el campo de captadores. El secundario, usualmente contempla desde la acumulación hasta la red de distribución y el punto de conexión a proceso, y podría existir un terciario referido al circuito de consumo o de uso final de la energía.
- **Potencia eléctrica parásita:** Se refiere a la potencia eléctrica consumida por las bombas, equipos de disipación, calderas, acumuladores con resistencia y al sistema de control. Para calcular la eficiencia global del sistema, es necesario contemplar la potencia de cada equipo consumidor de energía eléctrica dentro del balance energético.
- **Temperatura de estancamiento:** Temperatura a la cual un colector solar no puede seguir convirtiendo la energía a través del fluido de trabajo. Usualmente conlleva una evaporación del fluido y una expansión general dentro del colector. Es la máxima temperatura sobre la cual el colector

ya no puede operar. Una vez que el captador ha alcanzado este punto, la operación del circuito primario puede ser peligrosa para el resto de la instalación, y se deben tomar precauciones para que no ocurra, y para que en caso de ocurrir, la instalación se vea lo menos dañada posible.

- **Grado de centralización:** Usualmente por grado de centralización se entiende al nivel de integración que existe entre la generación de energía y el consumo. Es decir, una instalación con un alto grado de centralización es aquella que considera un solo volumen de acumulación y una generación auxiliar que alimenta varias o todas las líneas de procesos. De forma contraria, una instalación con bajo grado de centralización es aquella que contempla una unidad de generación y/o acumulación para cada proceso, cada línea independiente de las otras.
- **Caudal de campo:** Es el flujo másico volumétrico total que atraviesa el campo de colectores.
- **Sistema de energía auxiliar:** Es el conjunto de calderas o equipos de generación que apoyan a la generación solar en caso de que la energía suministrada a proceso no sea suficiente como para que opere dentro de los rangos normales de trabajo.
- **Menor demanda asegurada:** Se refiere al límite inferior de la energía necesaria por una industria para operar. Esto quiere decir que siempre que la industria se encuentre operando, por lo menos demandará este nivel de energía.
- **Temperatura de impulsión de caldera:** Es la temperatura a la cual el fluido de trabajo caliente abandona la caldera.
- **Temperatura de retorno de caldera:** Es la temperatura a la cual entre el fluido frío antes de la caldera.
- **Temperatura de impulsión de operación:** Es la temperatura a la que ingresa el fluido de trabajo a la operación.
- **Temperatura de retorno de operación:** Es la temperatura a la cual retorna el fluido de trabajo desde la operación.
- **Caudal de caldera:** Es el flujo másico o volumétrico que atraviesa la caldera.
- **Caudal de operación:** Es el flujo másico o volumétrico necesario para que la operación trabaje dentro de los rangos normales.

9.2 Radiación Solar

- **Radiación solar,** es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol, que se distribuyen en todo su espectro desde el infrarrojo hasta el ultravioleta. No toda la radiación alcanza la superficie de la Tierra, porque, para suerte de nuestra existencia, la mayoría de las ondas más cortas (ultravioletas) son absorbidas por la atmósfera. La energía que llega al exterior de la atmósfera terrestre sobre una superficie perpendicular a los rayos solares lo hace en una cantidad variable durante el año y también de un año a otro (en un $\pm 3\%$) a causa de la excentricidad la órbita terrestre, pero que se estandariza en lo que se llama constante solar, de 1360 W/m^2 dependiendo de la fuente.

- Radiación solar directa, es la radiación solar recibida del sol sin haber sido dispersada por la atmósfera.
- Radiación solar difusa, es la radiación solar recibida del sol después de que su dirección ha sido cambiada por la dispersión atmosférica.
- Radiación solar reflejada, es la radiación solar recibida del sol después de que su dirección ha sido cambiada por otra superficie con unas determinadas características de reflectividad, normalmente el suelo o la cubierta.
- Radiación solar total, es la suma de la radiación solar directa, la radiación solar difusa y la reflejada en una superficie. A menudo también se refiere a ella como la radiación global. (Las mediciones más comunes de la radiación solar son la radiación total en una superficie horizontal).
- Irradiancia, E: es la densidad de flujo radiante por unidad de superficie que incide sobre un punto en la superficie especificada. Deben incluirse todas las direcciones comprendidas en el ángulo sólido hemisférico por encima o por debajo del punto en la superficie. Se mide en W/m².

9.3 Movimiento aparente del Sol y Ángulos Solares locales

- Latitud (φ), posición angular norte sur respecto del ecuador. Norte positivo. $-90^\circ < \varphi < 90^\circ$
- Declinación (δ), posición angular del sol al mediodía solar (i.e. Cuando el sol está en el meridiano local) con respecto al plano del ecuador, Norte positivo; $-23,45 \leq \delta \leq 23,45$
- Inclinación (β), ángulo que se forma entre el plano de la superficie del colector y la horizontal. $0 \leq \beta \leq 180$.
- Azimut de superficie (γ), desviación de la proyección en un plano horizontal de la normal a la superficie del captador, con respecto al meridiano local. Es cero cuando el captador apunta completamente hacia el norte. $-180 \leq \gamma \leq 180$.
- Ángulo horario (ω), es el desplazamiento angular del sol hacia el este o hacia el oeste del meridiano local, debido a la rotación de la tierra sobre su eje, a 15° por hora, es negativo hacia la mañana y positivo hacia la tarde.
- Ángulo de incidencia (θ), ángulo entre el rayo de radiación y la normal a la superficie del captador.
- Ángulo zenital (θ_z), es el ángulo entre la vertical y la línea desde un punto de la tierra hacia el sol. Es el ángulo de incidencia sobre una superficie horizontal.
- Altura solar (α_s), es el ángulo entre la horizontal y la línea entre un punto de la tierra y el sol. Es el complemento del ángulo zenital.
- Ángulo azimutal solar (γ_s), es el desplazamiento angular desde la proyección austral de un rayo de radiación sobre el plano horizontal.

9.4 Flujos energéticos, Consumos y Demandas

- El balance de energía primaria destinada a usos térmicos ($CEP_{F,T}$) es el sumatorio de los consumos de energías secundarias por sus factores de transformación.

$$CEP_{F,T} = CES_{C_{F,T}} \times FC_C + CES_{E_{F,T}} \times FC_E$$

El consumo total de energía secundaria final para usos térmicos ($CES_{F,T}$) es el sumatorio de consumos finales de combustibles ($CES_{C_{F,T}}$), (y calor en caso de cogeneraciones) y electricidad ($CES_{E_{F,T}}$), para uso térmico.

$$CES_{F,T} = CES_{C_{F,T}} + CES_{E_{F,T}}$$

El consumo energía secundaria de combustibles final para usos térmicos ($CES_{C_{F,T}}$) es el sumatorio de consumos finales de combustibles para uso térmico (se excluye el uso de combustible para el transporte y/o otros usos que no sean la generación de calor o frío del proceso productivo). Es el cociente entre aportación auxiliar por parte de los combustibles y el rendimiento de transformación. Es el resultado del consumo en bornes del contador de combustible.

$$CES_{C_{F,T}} = \frac{Q_{aux,C}}{\eta_C}$$

El consumo de energía secundaria de electricidad final para usos térmicos ($CES_{E_{F,T}}$) es el sumatorio de consumos finales de electricidad para uso térmico de proceso (se excluye el uso de electricidad para iluminación y/o otros usos que no sean la generación de calor o frío del proceso productivo). Es el cociente entre aportación auxiliar por parte de la electricidad y el rendimiento de transformación. Es el resultado de consumo en bornes del contador de electricidad.

$$CES_{E_{F,T}} = \frac{Q_{aux,E}}{\eta_E}$$

Demanda bruta de proceso (QD_b): Es la cantidad de calor o frío generada en el sistema de generación de calor o frío (solar, calderas, enfriadoras, etc) y que se distribuye a las redes de distribución que la transportar hasta los diferentes procesos que consumen calor o frío. Es equivalente al sumatorio de la demanda neta QD_n , las pérdidas de distribución Q_{Ls} y las pérdidas por puesta en régimen de proceso Q_{start} .

$$\sum QD_b = \sum QD_n + \sum Q_{Ls} + \sum Q_{start}$$

Demanda neta de proceso (QD_n): calor o frío aportado a un proceso determinado "i", que podría evaluarse como el caudal $m_{proceso_i}$, el calor específico del mismo $c_{p, proceso_i}$ y el salto térmico $\Delta T_{proceso_i}$.

$$QD_n = m_{proceso_i} \times c_{p, proceso_i} \times \Delta T_{proceso_i}$$

La relación QD_n / QD_b define la eficiencia distribución del sistema.

Aportación Auxiliar, Q_{aux} , es la aportación neta a la demanda bruta de los procesos de transformación de los consumos de energía secundaria, es decir, de las calderas, cogeneraciones, bombas de calor, etc. La relación $Q_{aux} / CES_{F,T}$ define la eficiencia de conversión de los procesos o equipos de transformación (calderas, cogeneraciones, bombas de calor, etc). La suma del producto de los consumos de energía secundarias por sus rendimientos de generación, n_c para combustibles y n_E para electricidad, es equivalente a la energía aportada a los procesos.

$$Q_{aux, C} = CES_{CF,T} \times \eta_C$$

$$Q_{aux, E} = CES_{EF,T} \times \eta_E$$

Aportación Solar, Q_{sol} , es la aportación del sistema solar a la demanda bruta.

$$\sum QD_b = Q_{aux} + Q_{sol}$$

La fracción solar se define como la fracción de energía solar aportada a la demanda bruta de proceso.

$$FS = \frac{Q_{sol}}{QD_b} = 1 - \frac{Q_{aux}}{QD_b} = \frac{Q_{sol}}{Q_{aux} + Q_{sol}}$$

La demanda aparente del proceso es la demanda real en el punto de conexión del sistema, es decir, el producto del caudal máximo en ese tramo, por la c_p por el salto térmico del punto de conexión, independientemente de la demanda neta o bruta real total del proceso.

$$QD_a = m_{puntoconexion} \times c_p \times \Delta T_{puntoconexion}$$

Circuitos hidráulicos

Presión absoluta, es la magnitud física que mide la fuerza por unidad de superficie. Las propiedades físicas de los fluidos, que son dependientes de sus variables de estado, están referidas a esta presión.

Presión relativa, es la presión por encima de la presión atmosférica. También denominada como presión manométrica, puesto que es la que mide un manómetro, es la que se utiliza en la mayoría de comentarios del manual.

9.5 Unidades de medida

Tabla 4.2 Valores económicos de colectores, para 1000 m²

Magnitud	Unidad	Símbolo
Aceleración	metro/segundo ²	m/s ²
Área	metro ²	m ²
Ángulo	grados,radianes	°,Rads
Calor específico	Joules/kilógramos·Kelvin	J/(Kg·°K)
Caudal	Metros ³ /segundo	m ³ /s
Conductividad térmica	Watts/metros·Kelvin	W/(m·K)
Densidad	kilógramos/metro ³	kg/m ³
Diferencia de potencial	Volt	v
Energía, trabajo, calor	Joule,kiloWatt·hora	J,kWh
Frecuencia	hertz	hz
Fuerza	Newton	N
Flujo másico	kilógramos/segundo kilógramos/hora	kg/s,kg/hr
Potencia	Watt	W
Presión	bar,kiloPascal	bar,kPa
Velocidad	metros·segundo	m/s
Viscosidad cinemática	metros ² /segundo	m ² /s
Viscosidad dinámica	Newton·metro/segundo ²	Nm/s ²
Volumen	metro ³ ,litro	m ³ ,l

Tabla 4.2 Valores económicos de colectores, para 1000 m²

Combustible	kg CO2/TJ	kg CO2/m3	kg CO2/ton	PCI kcal/kg	PCI kwh/kg	Densidad kg/m3	
Gasolina para vehículos	69.300	2.241	3.070	10.583	11,891	730	
Kerosene de aviación	71.500	2.554	3.153	10.536	11,838	810	
Diesel	74.100	2.676	3.186	10.273	11,543	840	
Petróleo combustible	Petróleo combustible n° 5	77.400	2.899	3.127	9.652	10,845	927
	Petróleo combustible n° 6	77.400	2.955	3.127	9.652	10,845	945
	Petróleo combustible IFO 180	77.400	2.927	3.127	9.652	10,845	936
Gas licuado de petróleo (GLP)	63.100	1.642	2.985	11.300	12,697	550	
Gas natural	56.100	1,97	-	8.407	9,446	-	
Carbón bituminoso	94.600	-	2.441	6.164	6,926	-	
Carbón sub- bituminoso	96.100	-	1.816	4.515	5,073	-	

Bibliografía

- ASIT. (2010). Guía ASIT de la energía solar térmica . Madrid.
- AVEN (Agencia Valenciana de la Energía). (2008). Guía práctica de Energía Solar Térmica. Valencia.
- Fenercom. (2010). Manual técnico de energía solar para procesos industriales. Madrid.
- Procobre. (2007). MANUAL DE BUENAS PRÁCTICAS. Santiago.
- Duffie J.A., Beckman W.A.; Solar engineering of thermal processes; John Wiley & Sons Inc., New York; 1991, 2nd edition
- Streicher W.; Solar Heating Systems; lecture script; 2007
- Martinez J.C., Franco P., Alonso R.; Manual Técnico de Energía Solar Térmica. Volumen I; Marzo 2013
- Abal G., Durañona V.; Manual Técnico de Energía Solar Térmica. Volumen II; Marzo 2013
- [RITE, 2011] RITE (2011). Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios. AENOR.
- Hausner R., Fink C.; Stagnation Behaviour of Thermal Solar Systems; AEE INTEC.

Normativa UNIT y UNE-EN de utilidad para instalaciones solares

Listado de normativa UNIT:

1. UNIT 705:2009 Sistemas solares térmicos y componentes. Colectores solares. Requisitos.
2. UNIT 1184:2010 Sistemas solares térmicos y componentes. Sistemas prefabricados. Métodos de ensayo.
3. UNIT 1185:2009 Sistemas solares térmicos y componentes. Sistemas prefabricados. Requisitos.
4. UNIT 1195:2012 Sistemas solares térmicos y sus componentes. Instalaciones a medida. Requisitos.
5. UNIT 1196:2012 Sistemas solares térmicos y sus componentes. Instalaciones a medida. Métodos de ensayo.
6. UNIT-ISO 9459-2:1995 Calentamiento solar. Sistemas de calentamiento de agua sanitaria. Parte 2: métodos de ensayo exteriores para la caracterización y predicción de rendimiento anual de los sistemas solares. Adopt. OCTUBRE 2009, equiv. ISO 9459-2:1995.
7. UNIT-ISO 9488:1999 Energía solar. Vocabulario. Adopt. febrero 2009

8. UNIT-ISO 9806-1:1994 Métodos de ensayo para colectores solares. Parte 1: desempeño térmico de colectores con vidrio de calentamiento líquido considerando caída de presión. Adopt. octubre 2008, equiv. ISO 9806-1:1994 MOD.

9. UNIT-ISO 9806-2:1995 Métodos de ensayos para colectores solares. Parte 2: procedimientos de ensayo de calificación. Adopt. noviembre 2008, equiv. ISO 9806-2:1995 IDTb.

10. UNIT-ISO 9806-3:1995 Métodos de ensayo para colectores solares. Parte 3: desempeño térmico de colectores sin vidrio de calentamiento líquido considerando caída de presión (solamente transferencia de calor sensible). Adopt. diciembre 2008, equiv. ISO 9806-3:1995 IDT.

Listado de normativa UNE-EN:

1. UNE-EN 12975-1:2006 Sistemas solares térmicos y componentes. Captadores solares. Parte 1: Requisitos generales.

2. UNE-EN 12975-2:2006 Sistemas solares térmicos y componentes. Captadores solares. Parte 2: Métodos de ensayo.

3. UNE-EN 12976-1:2006 Sistemas solares térmicos y componentes. Sistemas prefabricados. Parte 1: Requisitos generales.

4. UNE-EN 12976-2:2006 Sistemas solares térmicos y componentes. Sistemas prefabricados. Parte 2: Métodos de ensayo.

5. UNE-EN 12977-1:2012 Sistemas solares térmicos y sus componentes. Instalaciones a medida. Parte 1: Requisitos generales para los calentadores de agua solares y las instalaciones solares combinadas.

6. UNE-EN 12977-2:2012 Sistemas solares térmicos y sus componentes. Instalaciones a medida. Parte 2: Métodos de ensayo para los calentadores de agua solares y las instalaciones solares combinadas.

7. UNE-EN 12977-3:2012 Sistemas solares térmicos y sus componentes. Instalaciones a medida. Parte 3: Métodos de ensayo del rendimiento de los acumuladores de agua de calentamiento solar.

8. UNE-EN 12977-4:2012 Sistemas solares térmicos y sus componentes. Instalaciones a medida. Parte 4: Métodos de ensayo del rendimiento para las instalaciones solares combinadas.

9. UNE-EN 12977-5:2012 Sistemas solares térmicos y sus componentes. Instalaciones a medida. Parte 5: Métodos de ensayo del rendimiento para los sistemas de regulación.

Listado de normativa complementaria:

1. UNE-EN 1057:2007 Cobre y aleaciones de cobre. Tubos redondos de cobre, sin soldadura, para agua y gas en aplicaciones sanitarias y de calefacción.

2. UNE-EN 12241:1991 Aislamiento térmico para equipos de edificación e instalaciones industriales. Método de cálculo. (Equiv. ISO 12241).
3. UNE-EN 12599:2001 Ventilación de edificios. Procedimientos de ensayo y métodos de medición para la recepción de los sistemas de ventilación y de climatización instalados.
4. UNE-EN 14336:2005 Sistemas de calefacción en edificios. Instalación y puesta en servicio de sistemas de calefacción por agua.
5. UNE-EN 15316-4-3:2008 Sistemas de calefacción en los edificios. Método para el cálculo de los requisitos de energía del sistema y de la eficiencia del sistema. Parte 4-3: Sistemas de generación de calor, sistemas solares térmicos.
6. UNE-EN 16484-3:2006 Sistemas de automatización y control de edificios (BACS). Parte 3: Funciones. (Equiv. ISO 16484-3).
7. UNE 100152:2004 Climatización. Soportes de tuberías.
8. UNE 112076:2004 Prevención de la corrosión en circuitos de agua.
9. UNE 100010-1:1989 Climatización. Pruebas de ajuste y equilibrado. Parte 1: instrumentación.
10. UNE 100010-2:1989 Climatización. Pruebas de ajuste y equilibrado. Parte 2: mediciones.
11. UNE 100010-3:1989 Climatización. Pruebas de ajuste y equilibrado. Parte 3: ajuste y equilibrado.

Anexos

Pérdidas y velocidades en tuberías

Material: Acero		Diámetros nominales [mm]										
Temp: 10°C		10	15	20	25	32	40	50	65	80	100	125
Caudal		Diámetros interiores [mm]										
L/h	L/s	12,6	16,1	21,7	27,3	36	41,9	53,1	68,9	80,9	105,3	129,7
360	0,1	943 0,8	285 0,5	67 0,3								
720	0,2		1007 1	234 0,5	77 0,3							
1080	0,3			488 0,8	159 0,5	42 0,3	20 0,2					
1440	0,4			828 1,1	268 0,7	70 0,4	34 0,3					
1800	0,5			1251 1,4	403 0,9	104 0,5	50 0,4	16 0,2				
2160	0,6				563 1	145 0,6	69 0,4	22 0,3				
2340	0,65				652 1,1	168 0,6	80 0,5	25 0,3				
2520	0,7				748 1,2	192 0,7	92 0,5	29 0,3				
2700	0,75				850 1,3	218 0,7	104 0,5	33 0,3	9 0,2			
2880	0,8				958 1,4	245 0,8	117 0,6	37 0,4	11 0,2			
3240	0,9				1193 1,5	304 0,9	144 0,7	46 0,4	13 0,2			
3600	1				1453 1,7	368 1	175 0,7	55 0,5	16 0,3			
7200	2					1337 2	627 1,5	194 0,9	54 0,5	25 0,4	7 0,2	
10800	3						1340 2,2	410 1,4	113 0,8	52 0,6	14 0,3	5 0,2
14400	4							702 1,8	192 1,1	87 0,8	24 0,5	9 0,3
18000	5							1069 2,3	291 1,3	131 1	36 0,6	13 0,4
21600	6								409 1,6	184 1,2	50 0,7	18 0,5
25200	7								545 1,9	245 1,4	67 0,8	24 0,5

Material: Acero		Diámetros nominales [mm]										
Temp. :50°C		10	15	20	25	32	40	50	65	80	100	125
Caudal		Diámetros interiores [mm]										
L/hr	L/s	12,6	16,1	21,7	27,3	36	41,9	53,1	68,9	80,9	105,3	129,7
360	0,1	822 0,8	243 0,5	56 0,3								
720	0,2		887 1	200 0,5	64 0,3							
1080	0,3			425 0,8	136 0,5	35 0,3	17 0,2					
1440	0,4			732 1,1	232 0,7	59 0,4	28 0,3					
1800	0,5			1120 1,4	352 0,9	89 0,5	42 0,4	13 0,2				
2160	0,6				497 1	124 0,6	59 0,4	18 0,3				
2340	0,65				578 1,1	144 0,6	68 0,5	21 0,3				
2520	0,7				665 1,2	166 0,7	78 0,5	24 0,3				
2700	0,75				759 1,3	189 0,7	89 0,5	28 0,3	8 0,2			
2880	0,8				858 1,4	213 0,8	100 0,6	31 0,4	9 0,2			
3240	0,9				1075 1,5	266 0,9	124 0,7	38 0,4	11 0,2			
3600	1				1317 1,7	324 1	151 0,7	47 0,5	13 0,3			
7200	2					1220 2	563 1,5	170 0,9	46 0,5	21 0,4	6 0,2	
10800	3						1229 2,2	367 1,4	99 0,8	44 0,6	12 0,3	4 0,2
14400	4							638 1,8	170 1,1	76 0,8	20 0,5	7 0,3
18000	5							982 2,3	260 1,3	116 1	31 0,6	11 0,4
21600	6								369 1,6	163 1,2	43 0,7	15 0,5
25200	7								496 1,9	219 1,4	58 0,8	21 0,5

Material: Cobre		Diámetros nominales [mm]													
Temp. :10°C		10	12	15	18	22	28	35	42	54	63	80	89	104	108
Caudal		Diámetros interiores [mm]													
L/hr	L/s	8	10	13	16	19,6	25,6	32	39	51	59	76	85	98,4	103
360	0,1			744 0,8	277 0,5	106 0,3									
720	0,2				935 1	356 0,7	100 0,4	35 0,2							
1080	0,3					725 1	203 0,6	70 0,4	27 0,3						
1440	0,4					1201 1,3	337 0,8	116 0,5	45 0,3						
1800	0,5						498 1	172 0,6	67 0,4	19 0,2					
2160	0,6						686 1,2	237 0,7	93 0,5	26 0,3	13 0,2				
2340	0,65						790 1,3	273 0,8	106 0,5	30 0,3	15 0,2				
2520	0,7						900 1,4	311 0,9	121 0,6	34 0,3	17 0,3				
2700	0,75						1016 1,5	351 0,9	137 0,6	38 0,4	19 0,3				
2880	0,8						1138 1,6	393 1	153 0,7	43 0,4	21 0,3				
3060	0,85						1266 1,7	437 1,1	170 0,7	48 0,4	24 0,3				
3240	0,9						1399 1,7	483 1,1	188 0,8	53 0,4	26 0,3				
3420	0,95							531 1,2	207 0,8	58 0,5	29 0,3	9 0,2			
3600	1							581 1,2	227 0,8	63 0,5	32 0,4	9 0,2			
7200	2								766 1,7	213 1	107 0,7	32 0,4	19 0,4	9 0,3	8 0,2
10800	3									435 1,5	217 1,1	65 0,7	38 0,5	19 0,4	15 0,4
14400	4									722 2	360 1,5	108 0,9	63 0,7	32 0,5	25 0,5
18000	5									1069 2,4	533 1,8	160 1,1	94 0,9	47 0,7	38 0,6
21600	6										735 2,2	220 1,3	129 1,1	64 0,8	52 0,7
25200	7											288 1,5	169 1,2	84 0,9	68 0,8

Material: Cobre		Diámetros nominales [mm]													
Temp. :50°C		10	12	15	18	22	28	35	42	54	63	80	89	104	108
Caudal		Diámetros interiores [mm]													
L/hr	L/s	8	10	13	16	19,6	25,6	32	39	51	59	76	85	98,4	103
360	0,1			597 0,8	222 0,5	84 0,3									
720	0,2				751 1	285 0,7	80 0,4	28 0,2							
1080	0,3					582 1	163 0,6	56 0,4	22 0,3						
1440	0,4					967 1,3	270 0,8	93 0,5	36 0,3						
1800	0,5					1435 1,7	400 1	138 0,6	54 0,4	15 0,2					
2160	0,6						552 1,2	190 0,7	74 0,5	21 0,3	10 0,2				
2340	0,65						636 1,3	219 0,8	85 0,5	24 0,3	12 0,2				
2520	0,7						724 1,4	249 0,9	97 0,6	27 0,3	14 0,3				
2700	0,75						818 1,5	282 0,9	110 0,6	31 0,4	15 0,3				
2880	0,8						917 1,6	316 1	123 0,7	34 0,4	17 0,3				
3060	0,85						1021 1,7	351 1,1	137 0,7	38 0,4	19 0,3				
3240	0,9						1130 1,7	388 1,1	151 0,8	42 0,4	21 0,3				
3420	0,95						1244 1,8	427 1,2	166 0,8	46 0,5	23 0,3	7 0,2			
3600	1						1362 1,9	468 1,2	182 0,8	51 0,5	25 0,4	8 0,2			
7200	2								618 1,7	171 1	86 0,7	26 0,4	15 0,4	7 0,3	6 0,2
10800	3									351 1,5	175 1,1	52 0,7	31 0,5	15 0,4	12 0,4
14400	4									583 2	290 1,5	87 0,9	51 0,7	25 0,5	20 0,5
18000	5									867 2,4	431 1,8	128 1,1	75 0,9	37 0,7	30 0,6
21600	6										595 2,2	177 1,3	104 1,1	52 0,8	41 0,7
25200	7											232 1,5	136 1,2	68 0,9	54 0,8

Material: PPR		Diámetros nominales [mm]									
Temp. :10°C		20	25	32	40	50	63	75	90	110	125
Caudal		Diámetros interiores [mm]									
L/hr	L/s	13,2	16,6	21,2	26,6	33,4	42	50	60	73,4	83,4
360	0,1	690 0,7	232 0,5	73 0,3							
720	0,2		782 0,9	245 0,6	83 0,4	28 0,2					
1080	0,3			498 0,8	169 0,5	57 0,3	19 0,2				
1440	0,4			824 1,1	280 0,7	95 0,5	32 0,3	14 0,2			
1800	0,5			1218 1,4	414 0,9	140 0,6	47 0,4	21 0,3			
2160	0,6				570 1,1	193 0,7	65 0,4	28 0,3	12 0,2		
2340	0,65				656 1,2	222 0,7	75 0,5	33 0,3	14 0,2		
2520	0,7				747 1,3	253 0,8	85 0,5	37 0,4	16 0,2		
2700	0,75				843 1,3	285 0,9	96 0,5	42 0,4	18 0,3		
2880	0,8				944 1,4	320 0,9	108 0,6	47 0,4	20 0,3		
3060	0,85				1050 1,5	355 1	120 0,6	52 0,4	22 0,3	8 0,2	
3240	0,9				1161 1,6	393 1	132 0,6	58 0,5	24 0,3	9 0,2	
3420	0,95				1276 1,7	432 1,1	145 0,7	63 0,5	27 0,3	10 0,2	
3600	1				1396 1,8	473 1,1	159 0,7	69 0,5	29 0,4	11 0,2	
7200	2						536 1,4	234 1	98 0,7	38 0,5	21 0,4
10800	3						1092 2,2	476 1,5	200 1,1	77 0,7	42 0,5
14400	4							789 2	331 1,4	127 0,9	69 0,7
18000	5								490 1,8	188 1,2	102 0,9
21600	6								675 2,1	258 1,4	141 1,1
25200	7								884 2,5	339 1,7	184 1,3

Material: PPR		Diámetros nominales [mm]										
Temp. :50°C		20	25	32	40	50	63	75	90	110	125	
Caudal		Diámetros interiores [mm]										
L/hr	L/s	13,2	16,6	21,2	26,6	33,4	42	50	60	73,4	83,4	
360	0,1	552 0,7	186 0,5	58 0,3								
720	0,2		626 0,9	195 0,6	66 0,4	23 0,2						
1080	0,3		1276 1,4	398 0,8	135 0,5	46 0,3	15 0,2					
1440	0,4			660 1,1	224 0,7	76 0,5	26 0,3	11 0,2				
1800	0,5			977 1,4	331 0,9	112 0,6	38 0,4	16 0,3				
2160	0,6			1346 1,7	456 1,1	154 0,7	52 0,4	23 0,3	10 0,2			
2340	0,65				525 1,2	178 0,7	60 0,5	26 0,3	11 0,2			
2520	0,7				598 1,3	202 0,8	68 0,5	30 0,4	12 0,2			
2700	0,75				676 1,3	228 0,9	77 0,5	33 0,4	14 0,3			
2880	0,8				757 1,4	256 0,9	86 0,6	38 0,4	16 0,3			
3060	0,85				842 1,5	285 1	96 0,6	42 0,4	18 0,3	7 0,2		
3240	0,9				931 1,6	315 1	106 0,6	46 0,5	19 0,3	7 0,2		
3420	0,95				1024 1,7	346 1,1	116 0,7	51 0,5	21 0,3	8 0,2		
3600	1				1121 1,8	379 1,1	127 0,7	55 0,5	23 0,4	9 0,2		
7200	2					1282 2,3	430 1,4	187 1	79 0,7	30 0,5	16 0,4	
10800	3						877 2,2	382 1,5	160 1,1	61 0,7	33 0,5	
14400	4							634 2	265 1,4	102 0,9	55 0,7	
18000	5								393 1,8	150 1,2	82 0,9	
21600	6								542 2,1	207 1,4	113 1,1	
25200	7									712 2,5	272 1,7	148 1,3

Este Manual de diseño de Sistemas Solares Térmicos para la Industria Chilena tiene por objetivo transferir conocimiento necesario para el diseño de sistemas solares térmicos en la industria. Está, por tanto, dirigido principalmente perfiles técnicos de los sectores productivos (jefes de producción, jefes de planta) de la industria chilena, a los agentes de consultoría energética, investigación e ingeniería de proyectos de energía solar térmica, que deseen diseñar un sistema solar térmico para la aportación de calor o frío al proceso de una industria.

Este manual se enmarca en el contexto del proyecto APPSOL, proyecto apoyado por CORFO código 13BPC3-19182, que tiene por objetivo propiciar un mayor conocimiento en el mercado nacional de las diferentes aplicaciones tecnológicas de Sistemas Solares Térmicos, a las condiciones particulares de una parte importante de la industria productiva nacional, con el fin de estimar el potencial técnico-económico de la implementación de estas tecnologías de energías renovables en sus respectivos procesos industriales de calor y frío.

Acompañando al presente existen dos documentos adicionales, por un lado el Anexo de Fichas de caracterización energética de la Industria Chilena y sus procesos productivos y por otro el resumen del Potencial de la Energía Solar Térmica en la Industria Chilena, donde se analiza y cuantifica el potencial técnico y económico de la implantación de sistemas solares térmicos en la industria del país.

