



Treball Fi de Carrera

Enginyeria Tècnica de Telecomunicació  
Especialitat en Sistemes Electrònics

---

## Projecte d'Energia Solar Tèrmica

Fernando Maldonado Noguera

---

Director: Josep Parrón Granados

*Departament de Telecomunicació i Enginyeria de Sistemes*

Escola d'Enginyeria  
Universitat Autònoma de Barcelona (UAB)

Febrer 2010





El sotasignant, Josep Parrón Granados, Professor de l'Escola d'Enginyeria de la Universitat Autònoma de Barcelona (UAB),

CERTIFICA:

Que el projecte presentat en aquesta memòria de Projecte Fi de Carrera ha estat realitzat sota la seva direcció per l'alumne Fernando Maldonado Noguera.

I, perquè consti a tots els efectes, signa el present certificat.

Bellaterra, 3 de febrer de 2010.

Signatura: *Josep Parrón Granados*



1. INTRODUCCIÓN .....	3
1.1. ENERGÍA SOLAR TÉRMICA .....	4
1.2. MOTIVACIÓN .....	6
1.3. OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	6
1.4. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO.....	7
2. FUNDAMENTOS PARA PROYECTOS DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA .....	9
2.1. TIPOLOGÍA DE SISTEMAS .....	10
2.2. TECNOLOGÍA SOLAR DISPONIBLE.....	13
2.2.1. PARTES DE UN CAPTADOR Y TIPOS .....	13
2.2.2. PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO .....	17
2.2.3. VALORES CARACTERÍSTICOS DE LOS CAPTADORES .....	18
2.2.3.1. Curvas de rendimiento .....	19
2.2.3.2. Pérdidas energéticas en el captador.....	24
2.2.3.3. Otros valores característicos del captador.....	25
2.2.4. CONEXIONADO DE CAPTADORES.....	26
2.2.4.1. Conexionado en paralelo .....	26
2.2.4.2. Conexionado en serie .....	27
2.2.4.3. Combinación serie-paralelo .....	28
2.2.5. CRITERIOS DE SELECCIÓN .....	29
2.3. SUBCONJUNTO DE ACUMULACIÓN .....	30
2.4. SUBCONJUNTO DE TERMOTRANSFERENCIA .....	32
2.4.1. INTERCAMBIADOR .....	33
2.4.2. TUBERÍAS.....	34
2.4.3. FLUIDO CALOPORTADOR .....	35
2.4.4. BOMBAS CIRCULATORIAS .....	35
2.4.5. VASO DE EXPANSIÓN.....	36
2.5. SUBCONJUNTO DE REGULACIÓN Y CONTROL.....	38
2.6. SUBCONJUNTO DE ENERGÍA AUXILIAR.....	39
2.7. OTROS ELEMENTOS .....	40
2.7.1. VÁLVULAS .....	40
2.7.2. AISLAMIENTOS .....	41
2.8. SISTEMAS SOLARES PARA ACS.....	41
2.8.1. CONDICIONES DE DISEÑO .....	41
2.8.2. CRITERIOS DE SELECCIÓN .....	42
2.9. HERRAMIENTAS SOFTWARE DE SOPORTE .....	46
2.10. PROCEDIMIENTO DE VALIDACIÓN DEL PROYECTO .....	49
3. MEMORIA .....	50
3.1. DATOS GENERALES.....	51
3.1.1. DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO .....	51
3.1.2. LEGISLACIÓN VIGENTE PARA ENERGÍA SOLAR .....	52
3.1.3. OBJETIVO DEL PROYECTO TÉCNICO .....	53
3.2. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA.....	53
3.2.1. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA SOLAR.....	54
3.2.2. COMPARATIVA ENTRE SISTEMAS .....	56
3.2.3. CONTROL DEL AHORRO SOLAR.....	58
3.3. CONFIGURACIÓN DE TSOL .....	59
3.4. DEMANDA DE ENERGÍA TÉRMICA .....	60
3.4.1. TEMPERATURA DE USO.....	61
3.4.2. TEMPERATURA DE ENTRADA DE AGUA FRÍA.....	61
3.4.3. CÁLCULO DE LA DEMANDA DE ACS.....	61
3.4.4. CÁLCULO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA.....	63
3.4.5. ENERGÍA MÍNIMA A APORTAR POR LA ENERGÍA SOLAR.....	65
3.5. ESTUDIO TÉCNICO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR .....	65
3.5.1. SUBCONJUNTO DE CAPTACIÓN .....	65
3.5.1.1. Especificaciones técnicas del modelo de captador a utilizar .....	65
3.5.1.2. Pérdidas de carga en el captador .....	68
3.5.1.3. Cálculo de la superficie del campo de captación.....	69
3.5.1.4. Orientación, inclinación, sombras y disposición del campo de captación .....	72
3.5.1.5. Estructuras de soporte .....	76

3.5.2. CIRCUITO PRIMARIO SOLAR .....	77
3.5.2.1. Fluido caloportador.....	77
3.5.2.2. Caudal del circuito primario.....	78
3.5.2.3. Tuberías del circuito primario.....	79
3.5.2.4. Aislamiento de las tuberías .....	84
3.5.2.5. Selección del intercambiador del circuito primario.....	85
3.5.2.6. Selección de la bomba del circuito primario .....	88
3.5.2.7. Selección del vaso de expansión.....	90
3.5.2.8. Otros elementos del circuito primario.....	93
3.5.3. CIRCUITO SECUNDARIO SOLAR.....	93
3.5.3.1. Tuberías del circuito secundario .....	93
3.5.3.2. Selección de la bomba del circuito secundario.....	94
3.5.4. SUBCONJUNTO DE ACUMULACIÓN.....	95
3.5.4.1. Conexión de los acumuladores.....	96
3.5.5. SUBCONJUNTO DE ENERGÍA AUXILIAR .....	97
3.5.6. CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN .....	98
3.5.6.1. Equipo de intercambio individual .....	99
3.5.6.2. Caudal nominal del circuito primario del intercambiador individual .....	100
3.5.6.3. Caudal total del circuito de distribución.....	101
3.5.6.4. Tuberías del circuito de distribución.....	101
3.5.6.5. Selección de la bomba de recirculación.....	103
3.5.7. SUBCONJUNTO DE REGULACIÓN Y CONTROL .....	104
3.5.7.1. Equipos de regulación y control .....	105
3.5.7.2. Estrategias de funcionamiento en la instalación.....	106
3.6. INFORME ENERGÉTICO Y AMBIENTAL.....	112
3.6.1. RESULTADOS ENERGÉTICOS .....	112
3.6.2. AHORRO DE EMISIONES DE CO <sub>2</sub> .....	114
4. PLANOS .....	115
4.1. PLANOS GENERALES .....	116
4.2. PLANTA CUBIERTA.....	117
4.3. PLANTA TIPO.....	118
4.4. PLANTA BAJA .....	119
4.5. SECCIÓN A-A' .....	120
4.6. SECCIÓN B-B' .....	121
4.7. ESQUEMA DE PRINCIPIO.....	122
5. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS Y PRESUPUESTO .....	123
5.1. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS .....	124
5.2. PRESUPUESTO .....	124
5.2.1. SUBCONJUNTO DE CAPTACIÓN .....	124
5.2.2. CIRCUITO PRIMARIO SOLAR .....	125
5.2.3. CIRCUITO SECUNDARIO SOLAR.....	126
5.2.4. SUBCONJUNTO DE ACUMULACIÓN.....	127
5.2.5. SUBCONJUNTO DE ENERGÍA AUXILIAR .....	127
5.2.6. CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN .....	127
5.2.7. SUBCONJUNTO DE REGULACIÓN Y CONTROL .....	128
5.2.8. PRESUPUESTO TOTAL.....	129
6. CONCLUSIONES.....	130
DOCUMENTACIÓN ADJUNTA EN CD .....	133
REFERENCIAS .....	133

# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

El principio elemental en el que se fundamenta cualquier instalación solar térmica es el de aprovechar la energía del Sol mediante un conjunto de captadores y transferirla a un sistema de almacenamiento, que abastece el consumo cuando sea necesario.

Este mecanismo resulta muy útil en múltiples aplicaciones, tanto en el ámbito doméstico como en el industrial. Baste con señalar algunas de ellas como el agua caliente para uso doméstico (agua caliente sanitaria), el aporte de energía para instalaciones de calefacción, el calentamiento de agua para piscinas, climatización, o el precalentamiento de fluidos en distintos procesos industriales, para darnos cuenta del beneficio de esta energía para la humanidad.

Así, la posibilidad de captar la energía del Sol desde el lugar que se necesita, junto con la capacidad de poder almacenarla durante el tiempo suficiente para disponer de ella cuando sea necesario, es lo que hace que esta tecnología sea tan ampliamente aceptada en muchas partes del mundo.

Hoy, una tecnología establecida, eficiente y no contaminante, nos expone diversos y contundentes argumentos a favor de su desarrollo e implementación:

- Dado que las instalaciones solares suministran energía sin emisión alguna de gases que provocan efecto invernadero, sus propietarios contribuyen activamente a la prevención del cambio climático.
- Las instalaciones solares, con una vida útil media de 25 años, son una prueba de una tecnología de confianza y alto nivel.
- Las instalaciones solares utilizan una fuente de energía prácticamente inagotable. Su utilización contribuye a la conservación de los recursos de energía convencional (petróleo, gas, etc.) y garantiza al país una mayor independencia, tanto económica como política.
- Los propietarios de las instalaciones solares evitan costes adicionales por el aumento de los precios de la energía y las ecotasas.
- El factor económico principal surge de la apreciable inversión inicial en la instalación solar. Sin embargo, los costes se pueden calcular con exactitud y con muchos años de antelación. En cambio, los costes del combustible para las instalaciones de calentamiento convencional varían considerablemente y no se pueden calcular con un período de antelación de 20 años. Por consiguiente, una instalación solar representa una inversión segura.
- Las instalaciones solares requieren un mantenimiento mínimo y consumen una pequeña cantidad de energía eléctrica auxiliar.

La entrada en vigor del Código Técnico de la Edificación, junto con las nuevas ordenanzas solares, obligan a instalar un aporte de energía solar para agua caliente sanitaria (ACS a partir de ahora) en prácticamente todos los edificios de nueva



construcción o a los que se les somete a una reforma sustancial; las únicas excepciones van ligadas a la imposibilidad física de aprovechar el sol o a elementos de protección del Patrimonio Histórico. Además, la normativa muestra una preocupación especial por garantizar la calidad de las instalaciones y su correcto mantenimiento, promueven la eficiencia energética de los captadores solares y ponen especial interés en que la integración arquitectónica de la instalación sea adecuada.

En la actualidad las principales aplicaciones solares en la ciudad reguladas por las ordenanzas son la preparación del ACS y la climatización de piscinas. Los requisitos de dimensionados usuales suelen ser tales que con energía solar se reduce de un 60 a un 75 % su consumo energético.

La contribución de la solar térmica al consumo energético mundial sigue siendo muy escasa todavía, pese a que empiezan a percibirse ciertos síntomas de cambio que permiten ser más optimistas de cara al futuro. Al creciente interés de los ciudadanos por este tipo de soluciones, hay que sumar las ayudas e incentivos que se han puesto en marcha en muchos países del mundo y la reducción de precios de los captadores solares en algunos mercados. Una situación que pone de manifiesto que estamos ante una tecnología madura que ha experimentado un significativo avance durante los últimos años.

En la actualidad, la capacidad de energía solar instalada en el mundo supera a la de otras renovables con altos índices de desarrollo, como es el caso de la energía eólica. Con una potencia instalada de 98,4 GW térmicos a finales de 2004 (Datos del Solar Heat Worldwide 2004, considerando 41 países que representan el 57% de la población mundial y el 85-90% del mercado mundial de solar térmica), la solar térmica ha alcanzado unos niveles de popularidad impensables hace tan solo unos años. Y no exclusivamente por lo que a la producción de ACS se refiere, sino también en cuanto a la calefacción de viviendas.

Por lo que respecta al reparto de la energía solar térmica por países, el mercado mundial continua bajo el dominio de China. Se calcula que aproximadamente el 40% de los captadores solares colocados en el mundo se encuentran en este país. A China le siguen Japón, Turquía, Alemania, Grecia, Austria e Israel con altos índices de crecimiento en los últimos años.

España es el cuarto país europeo en el aprovechamiento de la energía solar térmica, por delante de países como Italia, Francia o Gran Bretaña. Con un 6% del total del mercado europeo ha alcanzado la madurez tecnológica y comercial tras más de 20 años de experiencia.

Con todo, España aún se encuentra lejos de los objetivos nacionales fijados en el Plan de Energías Renovables (PER), que plantea alcanzar una superficie instalada de 4,9 millones de metros cuadrados para el año 2010 (figura 1.1).

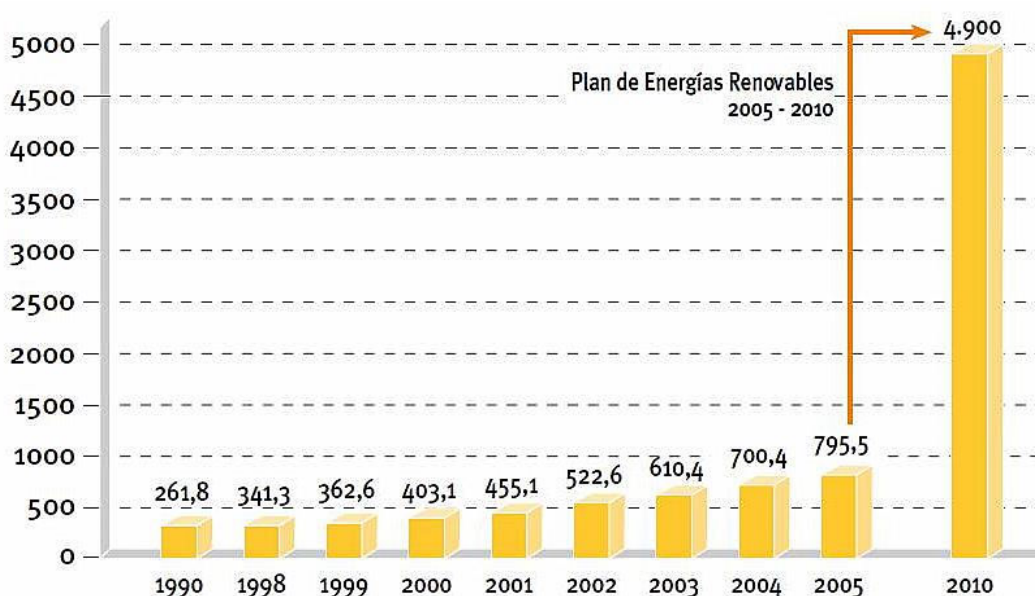


Figura 1.1 Evolución del mercado español 1990 – 2005 (fuente [9]).

## 1.2. MOTIVACIÓN

Las causas que han motivado llevar a cabo este proyecto de energía solar térmica son fundamentalmente:

- Demostrar que un proyecto de energía solar térmica puede estar firmado por un Ingeniero Técnico de Telecomunicaciones, puesto que muchos de los aspectos técnicos para su desarrollo son comunes para diferentes ingenierías.
- Concienciar del alcance de esta tecnología en nuestro sector, no solo porque los colegios profesionales de telecomunicaciones están ofreciendo formación a sus colegiados, sino porque en los nuevos planes de estudio se incluyen competencias sobre energía solar que deberán adquirirse.
- Basándome en mi experiencia laboral diseñando sistemas solares con uno de los principales fabricantes europeos en captación solar, me he visto en la necesidad de explicar con detalle aspectos que a veces se olvidan o se omiten en las memorias que se redactan habitualmente en este sector.

## 1.3. OBJETIVOS DEL PROYECTO

El conjunto del presente documento dotará a todo el inmueble de las infraestructuras necesarias para la instalación del sistema de energía solar térmica. Asimismo los condicionantes que mueven con especial cuidado el objeto de este proyecto son:

- Elaborar un documento con carácter didáctico incorporando fundamentos de tecnología solar térmica y una memoria descriptiva en la que se detalle el manejo de la herramienta software de simulación TSOL.

- Aunar toda la información de la que se dispone, en muchos casos dispersa, para el cálculo y el desarrollo de un sistema solar térmico y verificarla.
- Diseñar el sistema solar de forma que se integre armónicamente con las soluciones arquitectónicas y con el resto de instalaciones de confort térmico adoptadas en el edificio.
- Establecer las características técnicas que deberán cumplir todos los elementos que compongan la instalación solar térmica: captadores solares, tuberías, aislamientos, vasos de expansión, sistema de bombeo, fluido de trabajo (fluido caloportador de ahora en adelante), sistema de acumulación e intercambio, válvulas, sistema de regulación y control, etc.
- Conseguir el máximo rendimiento del sistema solar en los meses de más frío, que es cuando se genera más demanda de energía térmica y se dispone de menos radiación solar. Y evitar sobrecalentamientos en los meses de más calor que acaban deteriorando la instalación. Para ello se deberá dimensionar correctamente la instalación, implementar un exhaustivo sistema de control y regulación, minimizar las pérdidas térmicas, seleccionar adecuadamente los elementos de la instalación (como por ejemplo el modelo del captador solar), etc.
- Dotar al sistema solar de protección antilegionela escogiendo una configuración que no implique acumulaciones de ACS, evitando así cualquier riesgo de infección por legionelosis.

## 1.4. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

El presente documento está estructurado de manera que en el capítulo 2 se explicarán los fundamentos para realizar proyectos de energía solar térmica. Se describirán los diferentes sistemas solares disponibles, sus características fundamentales, los criterios de selección y los elementos que los integran, tales como: captadores solares, depósitos acumuladores, elementos de transferencia de calor (fluido caloportador, intercambiadores, tuberías, etc.), regulaciones, etc.. Asimismo, se incluye un apartado donde se muestran las diferentes herramientas software que hay en el mercado para el cálculo y simulación de instalaciones solares.

En el capítulo 3 se tratará todo lo referente a la memoria del proyecto. Se analizará profundamente el cálculo y dimensionado de la instalación en base a la demanda energética de las viviendas, cumpliendo con la legislación vigente.

En el capítulo 4 se incluirán los planos del edificio donde se muestra la disposición de los captadores solares y la sala técnica en la cubierta del edificio, el trazado del circuito hidráulico en cada planta para llegar a las viviendas y locales, y un esquema de principio donde se muestra el diseño de la instalación.

Finalmente, se detallará el presupuesto de toda la instalación solar, las conclusiones y las referencias que han ayudado a elaborar este documento.

El pliego de condiciones técnicas y otros documentos de interés se incluirán en el CD del proyecto, en el que también se incluye un programa en Excel para calcular las pérdidas de carga en tuberías.

## 2. FUNDAMENTOS PARA PROYECTOS DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

La captación térmica de la energía solar es el procedimiento de transformación de la energía radiante del sol en calor o energía térmica. La aplicación de la energía solar térmica a baja temperatura es cuando la energía obtenida se utiliza para aplicaciones con temperaturas inferiores a 80°C: preparación de ACS, el calentamiento de piscinas, la calefacción de ciertos espacios, usos industriales, etc. Es para estas aplicaciones donde se desarrolla este proyecto.

El objetivo de este capítulo es generar un documento completo que permita entender el funcionamiento de los sistemas solares antes de pasar a su diseño. En los siguientes apartados se describirán los diferentes tipos de sistemas solares térmicos, analizando cada uno de sus componentes y estableciendo criterios de selección para cada perfil de consumo.

## 2.1. TIPOLOGÍA DE SISTEMAS

En la actualidad existe una gran variedad de sistemas de aprovechamiento de la energía solar térmica, pero todos comparten los mismos principios de funcionamiento.

En su diseño hay que tener en cuenta que, tan importante como la correcta selección de los elementos integrantes de cada subsistema, es la correcta integración de todos ellos en el sistema y la selección de las estrategias de regulación, control y operación.

A continuación se muestra un esquema de principio tipo para un sistema solar (figura 2.1):

1. Captador solar en el circuito primario
2. Acumulador solar en el circuito secundario solar
3. Intercambiador (serpentín en el acumulador o de placas externo)
4. Circuito hidráulico del circuito primario solar y 4' del circuito secundario
5. Bomba circulatoria del circuito primario solar
6. Sistema de energía auxiliar con acumulador auxiliar y caldera
7. Sistema de control de la instalación solar
8. Demanda de ACS

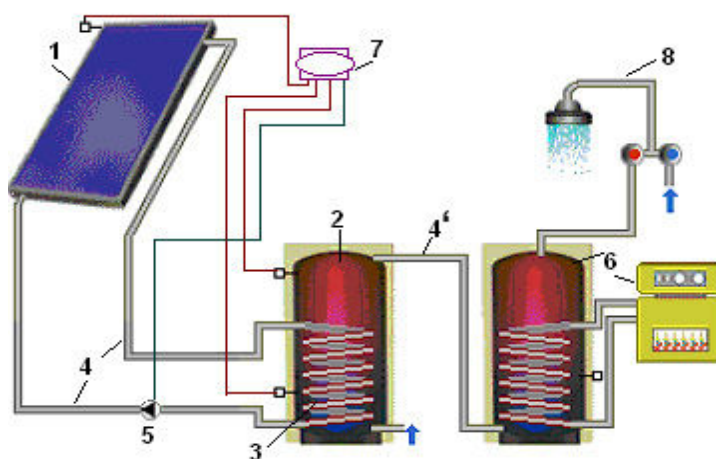


Figura 2.1 Esquema de principio tipo (fuente [3]).

Sus partes fundamentales son las siguientes:

- Sistema de captación: formado por uno o varios captadores que transforman la radiación solar incidente en energía térmica que calienta, a su vez, el fluido caloportador que contienen.
- Sistema de acumulación: constituido por un depósito que almacena el agua caliente hasta que se precise su uso (para usos higiénicos o para calefacción).
- Sistema de intercambio: realiza la transferencia de energía térmica captada desde el circuito de captadores al agua caliente que se consume o utiliza.
- Sistema hidráulico: constituido por el circuito de captadores o primario (circuito cerrado) y el circuito de utilización o secundario. A este sistema pertenecen otros elementos como bombas, válvulas, purgadores, vasos de expansión, etc., de forma que el fluido caliente se conduce desde el sistema de captación hasta el sistema de acumulación y desde este a la red de consumo.
- Sistema de regulación y control: se encarga de asegurar el correcto funcionamiento de todo el conjunto, para proporcionar un adecuado servicio y aprovechar la máxima energía solar térmica posible. En el caso más sencillo el control tiene dos funciones básicas:
  1. Compara las temperaturas de la parte alta de los captadores y de la parte inferior del acumulador y si es suficiente arranca la bomba de circulación y si no lo es la apaga.
  2. Protege al tanque de sobrecalentamientos parando la bomba de circulación cuando se alcanza en la parte alta del acumulador la temperatura máxima prefijada).
- Sistema de energía auxiliar: sirve de apoyo y permite seguir teniendo agua caliente cuando las condiciones meteorológicas sean adversas o el consumo sea superior al previsto.

La configuración usual de los sistemas solares para ACS es la siguiente: el sistema solar y el auxiliar se conectan en serie, de manera que el solar precalienta el agua de red hasta el nivel térmico posible en función de las condiciones de la instalación y la época del año, y el sistema auxiliar termina de calentar el ACS a la temperatura deseada con los criterios usuales de confort y seguridad. En la figura 2.2 se muestra una distribución típica del ahorro solar mensual para un aporte solar del 75% anual de las necesidades energéticas para la preparación del ACS, donde el mayor aporte solar, lógicamente, es en los meses de más calor.

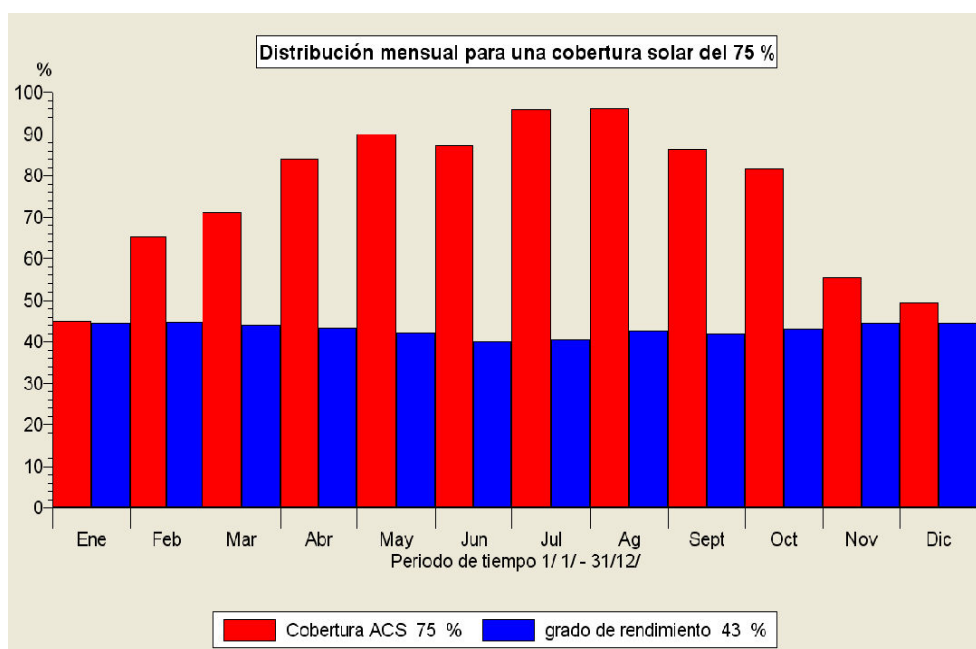


Figura 2.2 Distribución típica del ahorro solar para la producción del ACS y grado de rendimiento del sistema solar (simulación con TSOL).

Dependiendo de la disposición de todos los sistemas anteriores, se puede tener distintos tipos de instalaciones, que se resumen en la tabla 2.1.

Criterio de clasificación	Características fundamentales			
Principio de circulación	<b>Instalación por termosifón</b> <i>Funcionamiento por convección natural</i>		<b>Instalación por circulación forzada</b> <i>Funcionamiento por bombeo</i>	
Sistema de intercambio	<b>Sistemas directos</b> <i>Fluido del circuito primario igual al agua de consumo</i>		<b>Sistemas indirectos</b> <i>Intercambiador de calor entre circuito primario y de consumo</i>	
Acumulador solar	<b>Centralizado</b> <i>Un único acumulador solar</i>		<b>Distribuido</b> <i>Un acumulador en cada punto de consumo</i>	
Sistema de expansión	<b>Sistemas abiertos</b> <i>En comunicación directa con la atmósfera</i>		<b>Sistemas cerrados</b> <i>Circuito cerrado, con vasos de expansión</i>	
Sistema de control	<b>Caudal constante de bombas</b> <i>Arranque/paro por diferencial de temperatura entre captador y acumulador</i>		<b>Caudal variable de bombas en función de la radiación solar</b> <i>Para mantener constante el diferencial de <math>T^a</math> entre captador y acumulador</i>	
Sistema de protección contra sobrecalentamientos	<b>Con sistema de expansión cerrado</b> <i>Dimensionado para recibir el volumen de los captadores</i>		<b>Sistemas de vaciado automático</b> <i>Vaciado del captador con temperatura máxima en el acumulador</i>	
Forma de acoplamiento de componentes	<b>Compacto</b> <i>Captador y depósito en la misma unidad</i>	<b>Integrado</b> <i>Captador y depósito en un mismo componente</i>	<b>Partido</b> <i>Captador y depósito a distancia física</i>	
Disposición de componentes	<b>Captador</b>		<b>Acumulador</b>	
	Vertical	Horizontal	Vertical	Horizontal



<b>Sistema de energía auxiliar</b>	<b>Instantáneo</b> <i>Calentamiento al paso</i>	<b>En acumulador</b> Calentamiento del acumulador auxiliar
<b>Sistema de energía auxiliar</b>	<b>Individual</b> <i>Para un único usuario</i>	<b>Colectivo</b> <i>Para un conjunto de usuarios</i>
<b>Sistema de protección antilegionela</b>	<b>Ninguno</b>	<b>En el acumulador auxiliar</b> <i>Mantenido a más de 60 °C</i>
		<b>Con acumulador solar entre intercambiadores</b> <i>El agua de acumulación solar no es agua de consumo</i>

Tabla 2.1 Tipos de instalaciones térmicas solares (fuente [3]).

El tipo de sistema más adecuado dependerá del uso que se quiera de él, del clima del lugar y del presupuesto con el que se cuente.

## 2.2. TECNOLOGÍA SOLAR DISPONIBLE

En este apartado se describirán las principales tipos de captadores solares que hay actualmente en el mercado. Se analizará su funcionamiento, los valores característicos que los diferencian, los tipos de conexionado entre varios captadores y los criterios que determinarán escoger un captador u otro.

### 2.2.1. PARTES DE UN CAPTADOR Y TIPOS

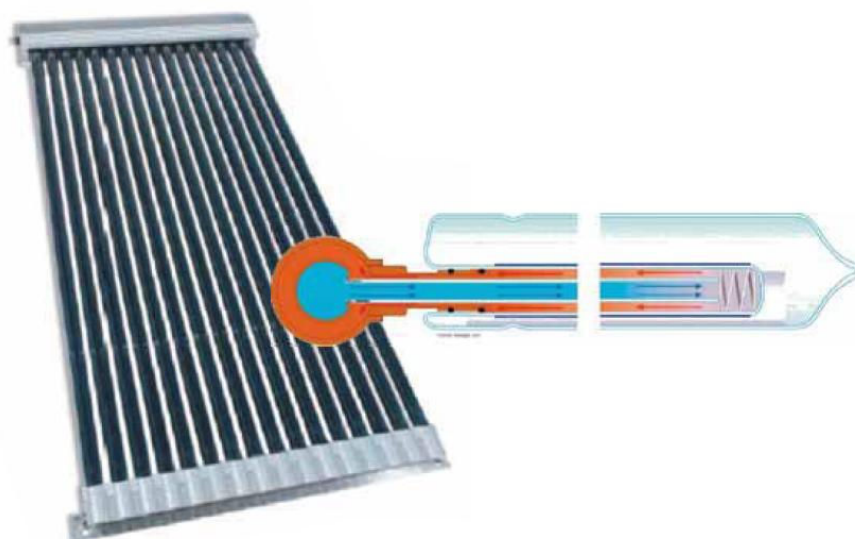
Los captadores solares son el corazón de cualquier sistema de utilización de la energía solar: captan la radiación solar y la transforman en energía térmica. En su interior se calienta el fluido caloportador gracias a la energía de la radiación, transfiriéndose el calor generado a través del circuito primario que, en la mayoría de casos se almacena en un acumulador. Según se vaya necesitando, el calor pasa de el acumulador al circuito de consumo.

Todos los diseños tienen como objetivo común el convertir con el mayor rendimiento posible la radiación solar en calor, para después suministrar eficientemente éste a los consumos. Los diseños de los captadores varían considerablemente en cuanto a calidad, rendimiento, construcción y coste.

Dependiendo de la aplicación el tipo de captador solar que hay que utilizar cambia. Para aplicaciones que requieren un fluido a baja temperatura ( $<80\text{ °C}$ ), que es el caso de este proyecto, los sistemas con captadores planos son los más utilizados (figura 2.3), seguidos por los tubos de vacío (figura 2.4).



*Figura 2.3 Captador plano (fuente [3]).*



*Figura 2.4 Captador de tubos de vacío(fuente [3]).*

Los captadores de tubos de vacío se distinguen de los captadores planos tanto por sus menores pérdidas térmicas y mayor rendimiento, al encerrarse el absorbedor, que es donde se convierte en calor la radiación solar, en una cápsula de vidrio de la que se extrae el aire, como por sus mayores posibilidades de integración arquitectónica.

Por el contrario el captador de tubos de vacío ocupa más superficie total que el plano, puesto que su área del absorbedor es mucho más pequeña. Cabe comentar también que el captador de tubos de vacío es menos robusto y su precio es más elevado.

En las figuras 2.5 y 2.6 se muestran las áreas de referencia de los dos tipos de captadores, entendiendo como área del absorbedor la superficie total del absorbedor, área de apertura como la superficie de entrada de la radiación solar y área total como la superficie bruta del captador.

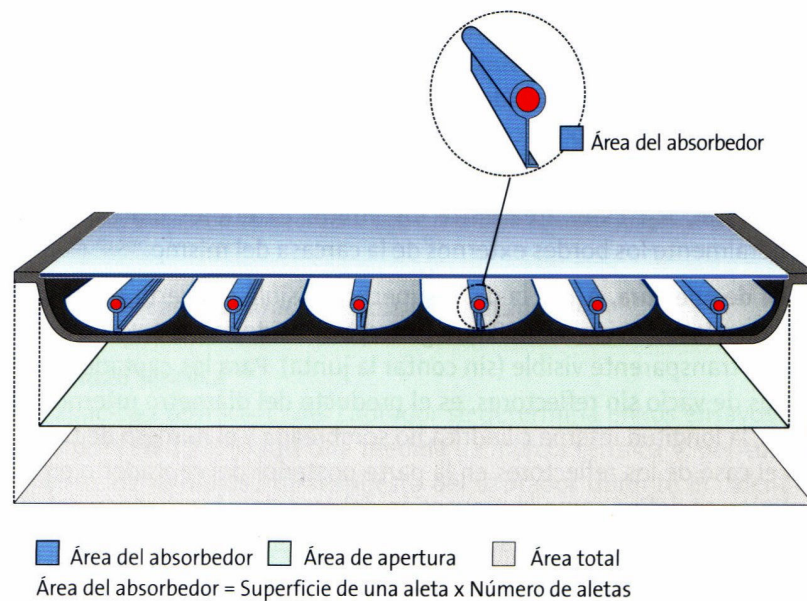


Figura 2.5 Áreas de referencia en captador de tubos de vacío (fuente [1]).

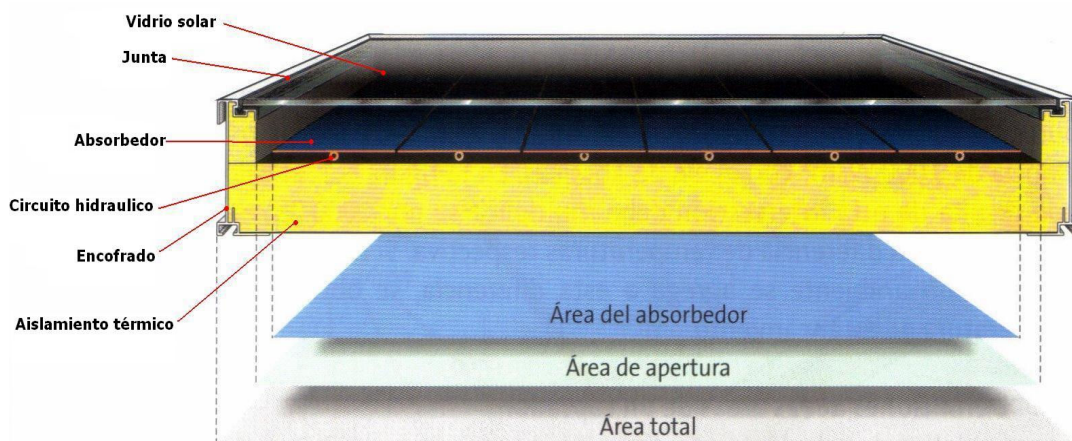


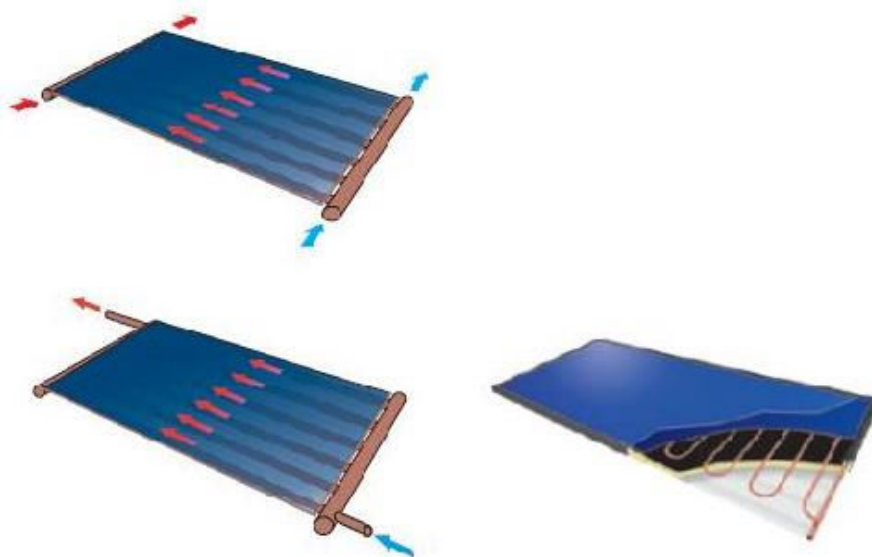
Figura 2.6 Áreas de referencia en captador plano (fuente [1]).

Las partes de un captador plano se describen a continuación:

- **Vidrio solar:** Con el fin de reducir las pérdidas, proteger de la intemperie el absorbedor y crear el efecto invernadero, se coloca sobre el absorbente una superficie transparente. Aunque se han comercializado colectores con más de una cubierta y de materiales plásticos (Tedlar, EVA, etc.), lo más habitual es que sea una única superficie de vidrio templado, con un bajo contenido en hierro (para limitar las pérdidas energéticas) y de un espesor de al menos 4 mm. Las cubiertas de plástico o láminas transparentes son menos frágiles, más ligeras y más económicas, sin embargo pueden sufrir rápidamente un gran envejecimiento por su exposición directa a la radiación solar. Es la parte más propensa a la rotura, ya sea por agresiones externas o por efecto de la dilatación del propio vidrio.

- **Placa del absorbedor:** Es la pieza clave del colector solar. Está formada por un circuito hidráulico en forma de parrilla o serpentín de tubos (figura 2.7) por los que circula el fluido caloportador y una superficie de captación selectiva (absorbedor) que transfiere el calor hasta los tubos, unidos entre ellos por soldadura o ultrasonidos.

El absorbedor, normalmente construido de metal, ha de tener una cubierta de pintura o tratamiento negro que tenga una alta absorción a la radiación solar. Mejor aún si tiene, al mismo tiempo, una baja emisividad en longitudes de onda larga (se verá este concepto en el siguiente apartado). En este último caso es lo que se llama una superficie selectiva.



*Figura 2.7 Formas más frecuentes de la placa del absorbedor (fuente[4]).*

- **Encofrado (o caja exterior):** Es la que alberga a todos los componentes (cubierta exterior, placa absorbente, aislamiento) dándole la rigidez y estanqueidad necesarias al captador. Aunque también puede ser material plástico, lo usual es que sea metálica, generalmente de aluminio anodizado, por su poco peso y aguante a la corrosión.
- **Aislamiento térmico:** Es un tipo de recubrimiento que debe existir en todos los lados del panel, excepto en la parte acristalada, que evita pérdidas térmicas. El material es cualquier tipo de aislante (fibra de vidrio, lana de roca, espuma rígida de poliuretano, poliestireno expandido, etc.) y el grosor depende de la aplicación, lugar, tipo de aislante. El colector debe incorporar materiales aislantes tanto en el fono del colector bajo la superficie absorbente, como en los laterales con el fin de reducir las pérdidas de calor desde el absorbedor hacia la carcasa. Cualquiera que sea el material elegido debe tener además de una baja conductividad térmica, un coeficiente de dilatación compatible con los demás componentes del colector solar y resistencia a altas temperaturas. Es conveniente incorporar una lámina reflectante en la cara superior del aislante para evitar su contacto y reflejar hacia la placa absorbente la radiación infrarroja emitida por éste. En el caso de que sea un material con posibilidad de absorción de líquidos,

deberá disponer de una protección que asegure su estanqueidad frente a fugas y condensaciones.

- **Junta:** Es un material elástico cuya función principal es mantener la estanqueidad del captador impidiendo la entrada de agua cuando hay lluvia.

En el mercado nos encontramos con más variedad de captadores, pero no entraremos en detalle pues su uso es ínfimo y/o no son adecuados para instalaciones de baja temperatura.

## 2.2.2. PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO

En este apartado se pretende analizar el proceso de la incidencia de la radiación solar en el captador solar.

La radiación solar, al incidir sobre un cuerpo, puede ser total o parcialmente absorbida, otra parte puede ser reflejada y una última puede atravesar el cuerpo. La energía que contiene la radiación que es absorbida hace que el cuerpo se caliente y emita a su vez radiación, con una longitud de onda que dependerá de la temperatura de éste. La mayor parte de la radiación solar está comprendida entre  $0,3$  y  $2,4 \mu\text{m}$  (onda corta), por lo que al ser el vidrio transparente, es decir deja pasar a través de él la radiación electromagnética entre  $0,3$  y  $3 \mu\text{m}$ , la luz atravesará el vidrio sin mayor problema. Si bien una pequeña parte se reflejará en su superficie y otra será absorbida en su interior, dependiendo del espesor del mismo.

Después de atravesar el vidrio, la radiación llega a la superficie del absorbedor, el cual se calienta y emite a su vez radiación con una longitud de onda más o menos comprendida entre  $4,5$  y  $7,2 \mu\text{m}$  (onda larga), para la cual el vidrio es opaco; es decir, la radiación emitida por el absorbedor será reflejada en un pequeño porcentaje por la superficie interior del vidrio, y el resto será absorbida por él, con lo que éste aumentará de temperatura y comenzará a emitir radiación, la cual se repartirá aproximadamente a partes iguales hacia el exterior y el interior del colector. Este fenómeno se le conoce con el nombre de efecto invernadero (figura 2.8):

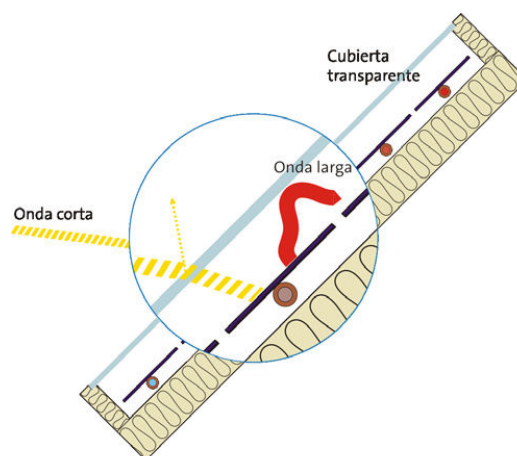


Figura 2.8 Efecto invernadero(fuente [4]).

No hay que menospreciar el hecho de que la cubierta transparente, además de producir el citado efecto invernadero, disminuye la transferencia de calor por convección entre el absorbedor y el ambiente exterior, reduciendo las pérdidas térmicas considerablemente.

Esto hace que si se considera al captador expuesto al sol sin ninguna circulación de fluido en su interior, la temperatura del absorbedor se elevará progresivamente y también las pérdidas por conducción, convección y de radiación, por crecer éstas con la temperatura. De tal modo, se llega a alcanzar entonces la temperatura de equilibrio estática.

Si ahora se permite circular el fluido caloportador por el interior del colector, entrando por un orificio y saliendo por otro, dicho fluido al tomar contacto con la parte interior del absorbedor va aumentando de temperatura. Si se mantiene una circulación del fluido bajo condiciones estacionarias, llegará a un momento en que se volverá a alcanzar una nueva temperatura de equilibrio, llamada temperatura de equilibrio dinámica, siendo ésta evidentemente más baja que la temperatura de equilibrio estática. Esta temperatura que alcanza el fluido es siempre menor que la del absorbedor debido a las características físicas del proceso de conducción del calor.

Hay que tener en cuenta que la temperatura no es igual en todos los puntos del fluido, por lo que se utilizará una temperatura media del fluido caloportador en el absorbedor, la cual se define por la media aritmética de las temperaturas a la entrada y a la salida:

$$T_m = \frac{T_e + T_s}{2} \quad (1)$$

Cuando el colector está funcionando deberá cumplirse que la temperatura de salida es mayor que la de entrada, de lo contrario ocurriría que el absorbedor estaría perdiendo calor hacia exterior a expensas del fluido caloportador, hecho que podría ocurrir si se hiciese circular el fluido por la noche o en momentos de mucha nubosidad. La máxima temperatura que un captador instalado puede alcanzar es la temperatura de equilibrio estática, la cual conviene conocer, ya que cuando la instalación solar esté parada se alcanzará esta temperatura. Además, se debe considerar la temperatura máxima teórica de utilización inferior a la temperatura de equilibrio estático.

### 2.2.3. VALORES CARACTERÍSTICOS DE LOS CAPTADORES

Seguidamente se describirán las propiedades típicas de los captadores, usándose para ello curvas y valores característicos.

Una lista completa que abarque todos los valores característicos básicos es parte esencial de una descripción correcta de las propiedades de los captadores, y en el caso de que falten algunos de estos valores, será imposible la realización de cualquier análisis o la comparación de los captadores entre sí. En Europa la norma principal para la determinación de los valores característicos de los captadores se establece a partir de la norma europea UNE-EN 12975 [EN5].

En España se ha introducido la citada norma europea y son aceptados oficialmente los resultados de los ensayos realizados por cualquier laboratorio acreditado en Europa



siguiendo esta norma. Estos ensayos deberán ser suministrados por el fabricante del captador y debe facilitarlos al proyectista.

### 2.2.3.1. Curvas de rendimiento

Una vez visto el funcionamiento del captador se va a analizar el balance energético que se produce en el mismo durante su funcionamiento.

Para realizar este estudio se considera un captador inmóvil, recibiendo la radiación solar uniforme repartida y de forma constante, y por cuyo interior circula el fluido caloportador con un caudal determinado, entrando a una temperatura y saliendo a otra temperatura superior a la de entrada, como consecuencia de haber absorbido calor a su paso por el circuito hidráulico del absorbedor. Así pues, el balance energético del captador será:

$$Q_U = Q_T - Q_P \quad (2)$$

donde:

$Q_U$  energía útil, es decir la recogida por el fluido caloportador.

$Q_T$  energía incidente total por la radiación solar en el captador.

$Q_P$  energía perdida por disipación al exterior.

El valor de la energía incidente total  $Q_T$  será igual a la intensidad de radiación por la superficie de exposición, es decir la irradiancia  $E_g$ , y en caso de existir cubierta hay que contar con la transmitancia  $\tau$  de la misma, que dejará pasar solamente una parte de dicha energía, y por otro lado con el coeficiente de absorción o absortancia  $\alpha$  del absorbedor, es decir:

$$Q_T = E_g \cdot S \cdot \tau \cdot \alpha \quad (3)$$

donde:

$E_g$  irradiancia, la potencia de la radiación solar por unidad de área en  $W / m^2$ .

$S$  superficie del colector en  $m^2$ .

$\tau$  transmitancia de la cubierta en %.

$\alpha$  absortancia del absorbedor en %.

El cálculo de la energía perdida por disipación al exterior es más complejo debido a que se produce simultáneamente el de conducción, convección, y radiación. Para simplificar este hecho se recurre englobar estas influencias en el llamado coeficiente global de pérdidas  $U_L$ , el cual se mide experimentalmente y su valor es suministrado por el fabricante. De todos modos, es una buena aproximación valorar las pérdidas por unidad de superficie proporcionales a la diferencia entre la temperatura media de la placa del absorbedor y la del ambiente:

$$Q_P = S \cdot U_L \cdot (T_c - T_a) \quad (4)$$

donde:

- $S$  superficie del captador en  $m^2$ .  
 $U_L$  el coeficiente global de pérdidas en  $W/(m^2 \cdot K)$ .  
 $T_c$  temperatura media de la placa del absorbedor en  $K$ .  
 $T_a$  temperatura ambiente en  $K$ .

Por lo que la ecuación inicial del balance energético (2) queda de la siguiente forma:

$$Q_U = S \cdot [E_g \cdot (\tau \cdot \alpha) - U_L \cdot (T_c - T_a)] \quad (4)$$

Se da el hecho de que la temperatura media de la placa del absorbedor  $T_c$  no puede calcularse de una forma sencilla, tendríamos que medirla directamente mediante una serie de sensores colocados sobre ella. Por el contrario, sí se puede conocer con suficiente exactitud la temperatura media del fluido caloportador en el absorbedor  $T_m$ . Una forma muy sencilla es hallar la media de las temperaturas de dicho fluido a la entrada y a la salida del colector, como se ha expuesto ya anteriormente en (1).

Si la placa del absorbedor y los tubos por los que circula el fluido caloportador tuviesen un coeficiente de conductividad térmica infinito, entonces las temperaturas medias de fluido y placa serían iguales, pero esto en realidad nunca ocurre puesto que no todo el calor absorbido en la placa del absorbedor pasa al fluido para transformarse en energía térmica útil. Por lo que si se quiere sustituir la temperatura de la placa del absorbedor por la del fluido caloportador se deberá introducir un factor de corrección, llamado factor de eficiencia  $F_R$ . Este factor es prácticamente independiente de la intensidad de la radiación incidente, pero es función del caudal del fluido caloportador y de las características de la placa del absorbedor (material, espesor, distancia entre tubos, etc.).

Finalmente, la energía recogida por el fluido caloportador en el captador es, a partir de (4):

$$Q_U = F_R \cdot S \cdot [E_g \cdot (\tau \cdot \alpha) - U_L \cdot (T_m - T_a)] \quad (5)$$

donde:

- $F_R$  factor de eficiencia en %.  
 $T_m$  temperatura media del fluido caloportador en el absorbedor en  $K$ .

De (5) se puede deducir el valor del rendimiento del captador  $\eta$ , donde el rendimiento se define como el cociente entre la energía recogida por el fluido caloportador y la irradiancia solar incidente:

$$\eta = \frac{Q_U}{S \cdot E_g} = F_R (\tau \alpha) - F_R U_L \frac{(T_m - T_a)}{E_g} \quad (6)$$



Por tanto, cuanto mayor sea el factor de eficiencia de un captador y menor su coeficiente global de pérdidas, mejor será su rendimiento.

Si se admite que los coeficientes  $F_R(\tau\alpha)$  y  $F_R U_L$  son constantes, la representación de la gráfica de la expresión anterior es una recta, donde la ordenada en el origen  $F'(\tau \cdot \alpha)$  indica el rendimiento del captador considerando solamente el valor de las pérdidas y la pendiente  $F'U$  es indicativa de las pérdidas térmicas, que dependen de la temperatura media del fluido caloportador y del ambiente.

Aunque el modelo matemático más utilizado por los fabricantes, desarrollado a partir de (6), describe una curva característica del rendimiento de un captador introduciendo un coeficiente cuadrático de pérdidas térmicas, de la siguiente forma:

$$\eta = \eta_0 - a_1 \frac{(T_m - T_a)}{E_g} - a_2 \frac{(T_m - T_a)^2}{E_g} \quad (7)$$

Las magnitudes y símbolos relacionados con la ecuación de la curva de rendimiento cuadrática se detallan en la tabla 2.2.

Símbolo	Unidad	Descripción
$\eta$	%	Rendimiento del captador
$\eta_0$	%	Rendimiento óptico del captador
$a_1$	$W/(m^2 \cdot K)$	Coeficiente lineal de pérdidas térmicas
$a_2$	$W/(m^2 \cdot K^2)$	Coeficiente cuadrático de pérdidas térmicas
$T_e$	K	Temperatura de entrada del fluido caloportador
$T_s$	K	Temperatura de salida del fluido caloportador
$T_m$	K	Temperatura media del fluido caloportador en el absorbedor
$T_a$	K	Temperatura ambiente
$E_g$	$W/m^2$	Irradiancia
$F_R$	%	Factor de eficiencia del captador
$\tau$	%	Transmitancia de la cubierta
$\alpha$	%	Absortancia del absorbedor

Tabla 2.2 Magnitudes y símbolos relacionados con la ecuación de la curva de rendimiento del captador (fuente [1]).

Donde  $\eta_0$  representa el rendimiento óptico del captador cuando la diferencia entre la temperatura media del fluido y la temperatura ambiente sea igual a cero, o sea, el captador se halla a temperatura ambiente, anulándose los dos últimos términos de la ecuación.

Las pérdidas térmicas del captador se describen por medio de los dos coeficientes de pérdidas térmicas  $a_1$  y  $a_2$ .  $a_1$  define una variación lineal, mientras que  $a_2$  denota una

variación cuadrática de las pérdidas térmicas. Se trata de una aproximación matemática al modelo físico real.

Como ya se ha dicho anteriormente la manera usual de representar  $\eta$  es la curva de rendimiento, en la que para un valor de referencia de la irradiancia en el eje de ordenadas se representa el rendimiento mientras que en el de abscisas figura la diferencia de temperaturas entre el fluido caloportador y el ambiente (figura 2.9).

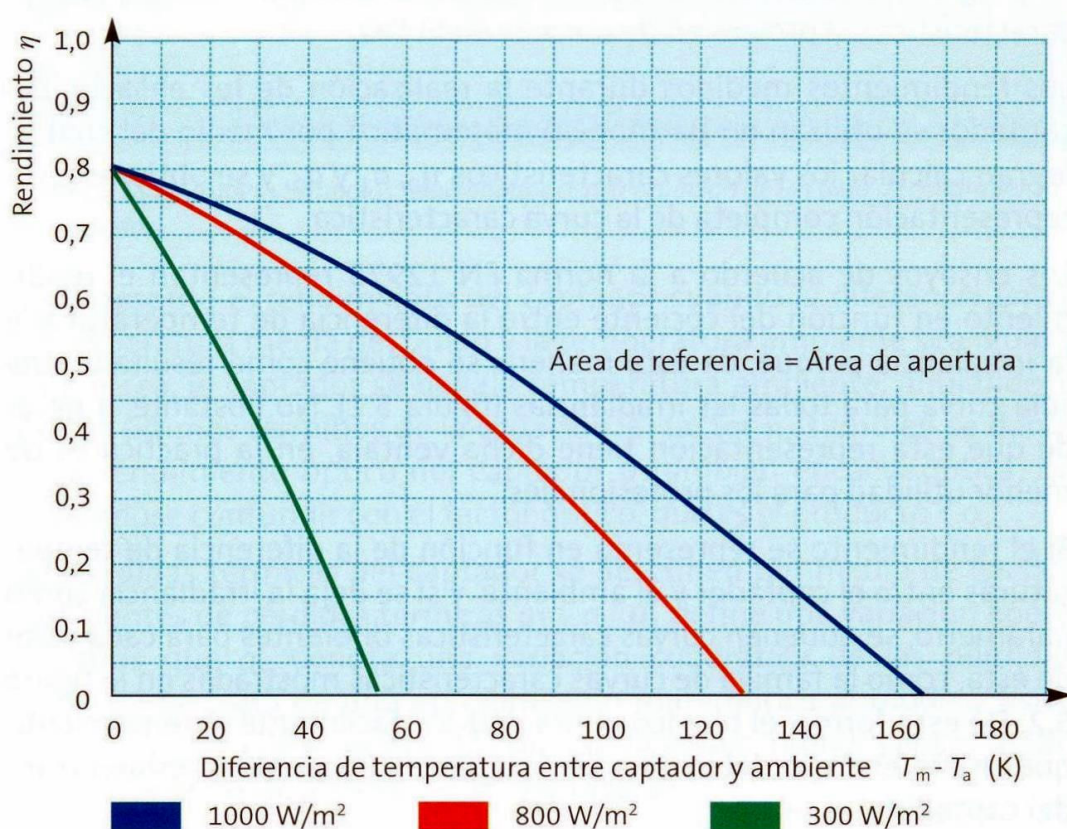


Figura 2.9 Ejemplo de rendimiento de un captador en función de la diferencia de la temperatura media del fluido caloportador en el absorbedor y la temperatura ambiente, con la irradiancia como parámetro (fuente [1]).

La curva demuestra claramente que el rendimiento del captador se reduce si la irradiancia disminuye y si la diferencia de temperaturas, entre captador y ambiente, aumenta.

Por lo tanto, un factor importante a tener en cuenta es que cuanto mayor sea la diferencia de temperaturas entre la temperatura media del fluido caloportador en el absorbedor y la temperatura ambiente, mayores serán también las pérdidas térmicas y por lo tanto menor la cantidad de energía útil que se podrá aprovechar.

Esto significa que el rendimiento disminuye a medida que la temperatura del captador aumenta en exceso. Por ello es importante hacer trabajar a los captadores a la temperatura más baja posible, siempre que sea compatible con la temperatura mínima necesaria para su utilización, sino la instalación producirá un exceso de producción

energética corriendo a la vez serio peligro de sobrecalentarse; de ahí las indicaciones que se dan en el Código Técnico de Edificación [CTE]:

*Con independencia del uso al que se destine la instalación, en el caso de que en algún mes del año la contribución solar real sobrepase el 110 % de la demanda energética o en más de tres meses seguidos el 100 %, se adoptarán cualquiera de las siguientes medidas:*

- *Dotar a la instalación de la posibilidad de disipar dichos excedentes (a través de equipos específicos o mediante la circulación nocturna del circuito primario).*
- *Tapado parcial del campo de captadores; en este caso el captador está aislado del calentamiento producido por la radiación solar y a su vez evacua los posibles excedentes térmicos residuales a través del fluido del circuito primario (que seguirá atravesando el captador).*
- *Vaciado parcial del campo de captadores; esta solución permite evitar el sobrecalentamiento, pero dada la pérdida de parte del fluido del circuito primario, debe ser repuesto por un fluido de características similares debiendo incluirse este trabajo en ese caso entre las labores del contrato de mantenimiento.*
- *Desvío de los excedentes energéticos a otras aplicaciones existentes.*

En la figura 2.10 se muestran las curvas de rendimiento características para tres tecnologías de captadores solares:

- **Captador solar especial para piscinas estivales:** fabricado de materiales plásticos, sin cubierta transparente protectora, ni aislamiento térmico posterior. Muestra un buen rendimiento en zonas de funcionamiento correspondientes a un salto térmico pequeño y en periodos con buenos niveles de radiación. Para esta tecnología el valor típico de los parámetros de los captadores es  $(\eta_0, U_L) = (90\%, >10 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}))$ .
- **Captador plano con cubierta de vidrio:** especialmente adecuado para aplicaciones de temperaturas medias ( ACS y calefacción), durante todo el año y con niveles de radiación medios. Para esta tecnología mostramos los rangos típicos de parámetros de captadores de calidad que van desde  $(\eta_0, U_L) = (90\%, 6 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}))$  hasta  $(80\%, 4 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}))$ .
- **Captadores planos con cubiertas de vidrio antireflexivo (AR) y captadores de tubo de vacío:** captadores especialmente adecuados para trabajar en aplicaciones con un salto térmico elevado, en lugares con bajos niveles de radiación o cuando hay limitaciones en el espacio disponible para colocar los captadores solares y/o se desean maximizar los rendimientos solares. Para la tecnología de captadores de vacío los parámetros de los captadores son del rango

de  $(\eta_0, U_L) = (75\%, < 3 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}))$ , los planos con cubierta antireflexiva  $(\eta_0, U_L) = (85\%, 4 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}))$ .

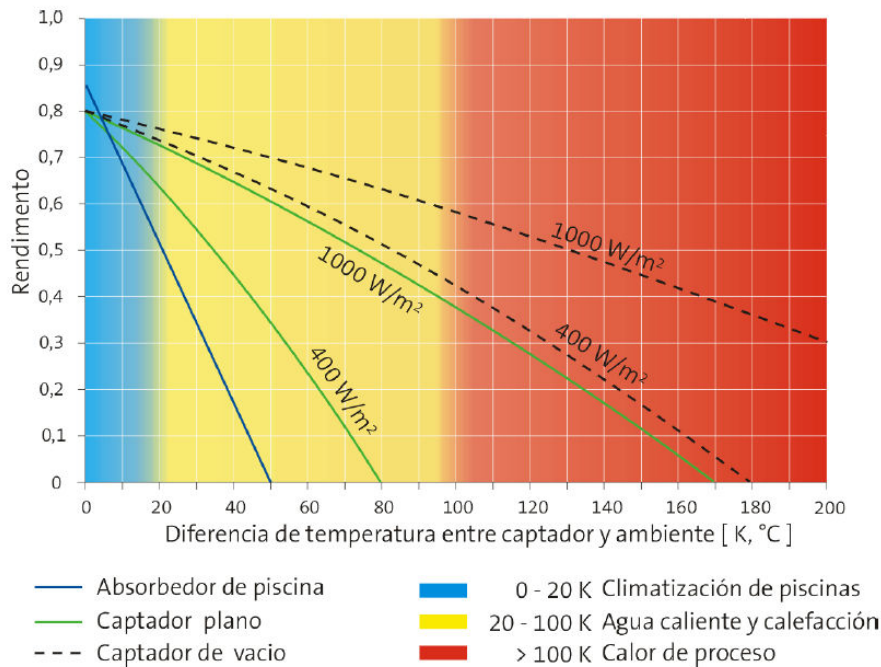


Figura 2.10 Curvas de rendimiento típicas de captadores solares (fuente [5]).

Las curvas de rendimiento indicadas para los captadores solares se aplican en el caso de incidencia perpendicular de la radiación solar sobre la cubierta transparente del captador.

### 2.2.3.2. Pérdidas energéticas en el captador

En figura 2.11 se muestran los principales intercambios energéticos en un captador solar térmico.

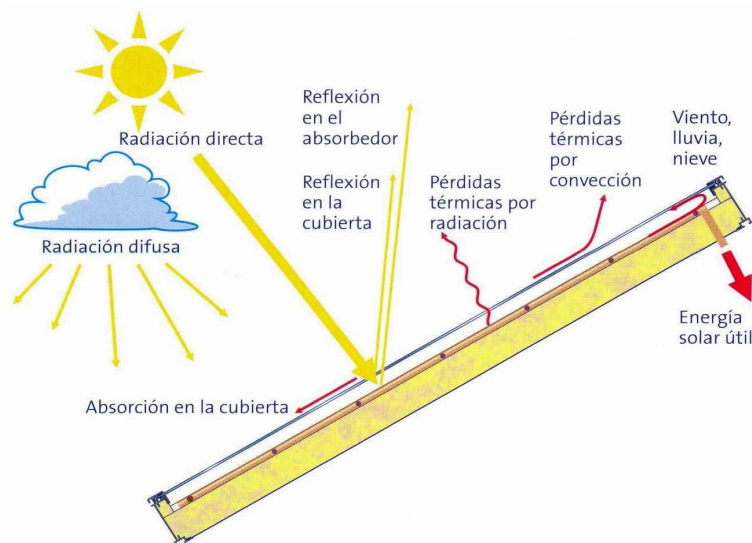


Figura 2.11 Pérdidas ópticas y térmicas de un captador (fuente [1]).

De donde se pueden deducir las siguientes pérdidas:

- **Pérdidas ópticas:** por reflexión, del 4-6% de la irradiancia incidente, dependiendo del tipo de vidrio. Si la cubierta transparente no es vidrio, la reflexión puede ser muy diferente.
- **Pérdidas térmicas:** Básicamente las mayores pérdidas térmicas en un captador solar se producen por la cara anterior (cubierta transparente) en aproximadamente un 80 % del total de las pérdidas. El resto se pierde por la cara posterior y los laterales dependiendo del aislamiento térmico que se incorpore y de las condiciones de temperatura y velocidad del viento exteriores.

En la figura 2.12 se puede observar los porcentajes aproximados de los flujos energéticos en un captador solar. Se calcula aproximadamente que un 60% de la radiación solar es aprovechada por el absorbente. El 40 % restante se pierde por diferentes fenómenos.

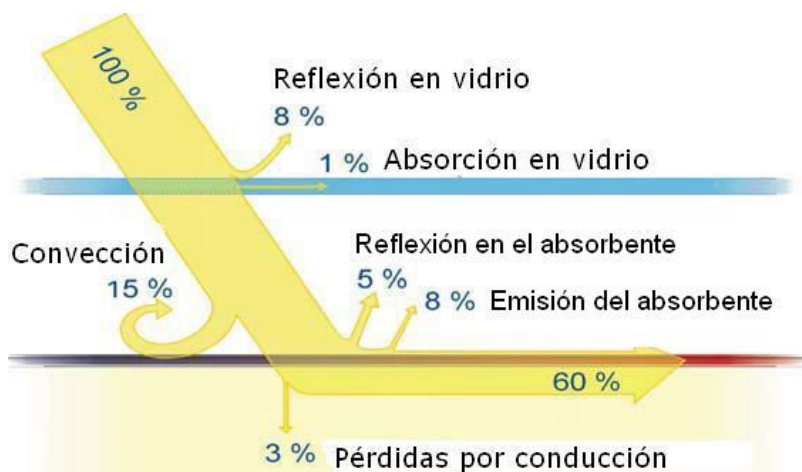


Figura 2.12 Flujos energéticos en un captador solar (fuente [4]).

La transmitancia  $\tau$  de la cubierta del captador depende de las propiedades del vidrio solar, como la mayor o menor absorción de la radiación en el mismo, y de la reflexión en superficie. Si un rayo incide verticalmente sobre la superficie del vidrio, éste sólo reflejará una pequeña parte de la radiación. Sin embargo, cuanto más rasante sea el ángulo de incidencia, mayor será la reflexión. Con una incidencia paralela al vidrio, la transmitancia será cero y el vidrio actuará como un espejo.

### 2.2.3.3. Otros valores característicos del captador

#### 2.2.3.3.1. Capacidad térmica

La capacidad térmica  $C$ , del captador se determina en los ensayos de acuerdo a [EN5], y es una medida de inercia térmica y, por consiguiente, de la rapidez de respuesta del captador durante el calentamiento y el enfriamiento. Una capacidad térmica baja es ventajosa para las condiciones climáticas típicas en Europa Central.

#### 2.2.3.3.2. Pérdida de carga del captador

La pérdida de carga es un factor importante a tener en cuenta en el diseño del circuito hidráulico del absorbedor, puesto que es la pérdida de presión que sufren los fluidos en su circulación a través de las tuberías de éste. Son debidas a las fricciones de las partículas del fluido entre sí y contra las paredes de la tubería que las contiene.

Se podría hacer un símil entre el paso de la corriente eléctrica a través de una resistencia con el de un fluido por una tubería con una determinada pérdida de carga, disminuyendo su flujo al aumentar la pérdida de carga.

La pérdida de carga de un captador se determina para diferentes caudales en el marco de los ensayos según [EN5]. Esta prueba se lleva a cabo generalmente usando agua, por lo que los valores obtenidos han de adaptarse a las mezclas con anticongelantes que se usan para los circuitos primarios como fluido caloportador.

#### 2.2.3.3.3. Temperatura de estancamiento

Si el captador se expone a una irradiancia constante de  $1000 \text{ W/m}^2$  y a una temperatura ambiente de  $30^\circ\text{C}$  sin que circule fluido por el circuito primario (fluido estancado), hasta que se alcance el equilibrio entre la energía incidente y las pérdidas térmicas, la temperatura máxima que se obtiene en este caso se denomina temperatura de estancamiento. En caso de temperaturas ambientales superiores a  $30^\circ\text{C}$ , la temperatura de estancamiento también será superior.

En la curva de la figura 2.9, la diferencia de temperaturas entre el absorbedor en estado de estancamiento y el ambiente puede hallarse en la intersección de la curva característica para la irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$  con el eje de abscisas.

### 2.2.4. CONEXIONADO DE CAPTADORES

En el conexionado de los captadores se pretende alcanzar un flujo uniforme a través de cada uno de ellos. De esta manera, cada captador podría operar con el mayor rendimiento, evitando que se formen zonas con un flujo muy débil y, por lo tanto, áreas inútiles.

#### 2.2.4.1. Conexionado en paralelo

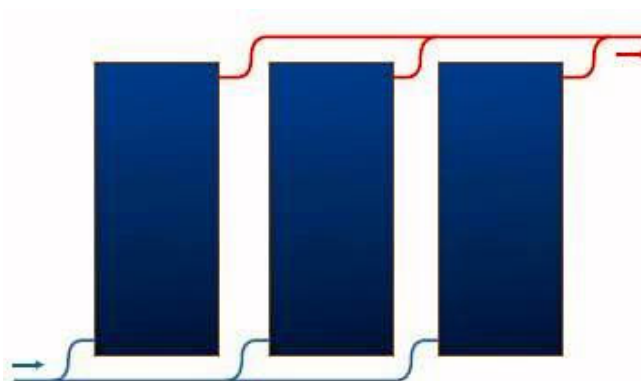


Figura 2.13 Conexionado en paralelo (fuente [1]).



En el caso de conexionado en paralelo (figura 2.13), se ha de alcanzar un caudal idéntico en cada uno de los captadores. Además, hay que observar las indicaciones sobre el caudal mínimo del captador establecidas por el fabricante para evitar las zonas sin circulación y asegurar un flujo uniforme. Según el diseño interno del absorbedor, es decir del circuito hidráulico, el caudal específico de diseño de la mayoría de captadores suele situarse entre 20 y 80 litros por hora y metro cuadrado de superficie de captación.

El caudal específico de un campo de captadores se define como el cociente entre el caudal total que circula por el campo solar y la superficie total de captación. Si todos los captadores están conectados en paralelo, el caudal total de diseño es igual al producto del caudal específico del campo solar y la superficie total de captación.

Ejemplo: un campo de cuatro captadores de  $2,5 \text{ m}^2$  cada uno, conectados en paralelo.

Superficie total de captadores:	$10 \text{ m}^2$
Caudal específico mínimo de un captador (según fabricante):	$40 \text{ l}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$
Caudal mínimo por cada captador:	$2,5 \times 40 = 100 \text{ l/h}$
Caudal total del campo solar:	$4 \times 100 = 400 \text{ l/h}$
Caudal específico del campo solar:	$40 \text{ l}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$

En el conexionado en paralelo la pérdida de carga del campo de captadores es bastante pequeña, puesto que la pérdida de carga de los captadores individuales y la pérdida de carga de las tuberías de conexión correspondientes no se suman. Pero, por otro lado, se observa un caudal total relativamente alto.

#### 2.2.4.2. Conexionado en serie

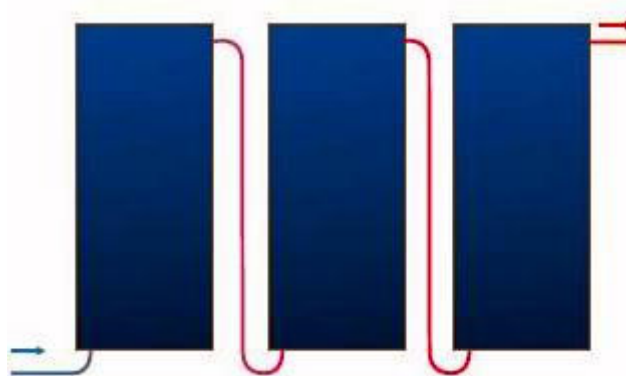


Figura 2.14 Conexionado en serie (fuente [1]).

En caso de un conexionado en serie, el fluido de trabajo circula de manera consecutiva a través de los captadores. Esto significa que por cada uno de los captadores circula el mismo caudal, que equivale al caudal total del campo solar.

Este tipo de conexionado permite la operación de un campo de captadores con caudales específicos bastante reducidos, lo que es deseable en las instalaciones de bajo flujo (*low flow*), como la que ocupa el presente proyecto.

El caudal específico de un campo de captadores se define como el cociente entre el caudal total que circula por el campo solar y la superficie total de captación.

Ejemplo: un campo de cuatro captadores de  $2,5 \text{ m}^2$  cada uno, conectados en serie.

Superficie total de captadores:	$10 \text{ m}^2$
Caudal específico mínimo de un captador (según fabricante):	$40 \text{ l}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$
Caudal mínimo por cada captador:	$2,5 \times 40 = 100 \text{ l/h}$
Caudal total del campo solar:	$100 \text{ l/h}$
Caudal específico del campo solar:	$10 \text{ l}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$

En el ejemplo anterior se puede ver que el caudal específico del campo solar,  $10 \text{ l}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ , es muy reducido. Este valor llevaría a diferencias de temperaturas muy grandes, que podrían repercutir de manera negativa en el rendimiento total del campo solar. A fin de lograr un mejor rendimiento se recomienda un ligero aumento de dicho caudal específico, por ejemplo hasta unos  $20 \text{ l}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ , lo que llevaría a un caudal total de  $200 \text{ l/h}$ . Sin embargo, con un incremento del caudal se produce un aumento de las pérdidas de carga, lo que supone que el conexionado en serie tiene sus límites. Dicho límite depende en gran parte del diseño del circuito hidráulico del absorbedor (serpentin, parrilla simple o parrilla doble). Con el propósito de mantener las pérdidas de carga en un marco de límites aceptable, se suelen utilizar captadores con absorbedores en forma de parrilla para su conexionado en serie.

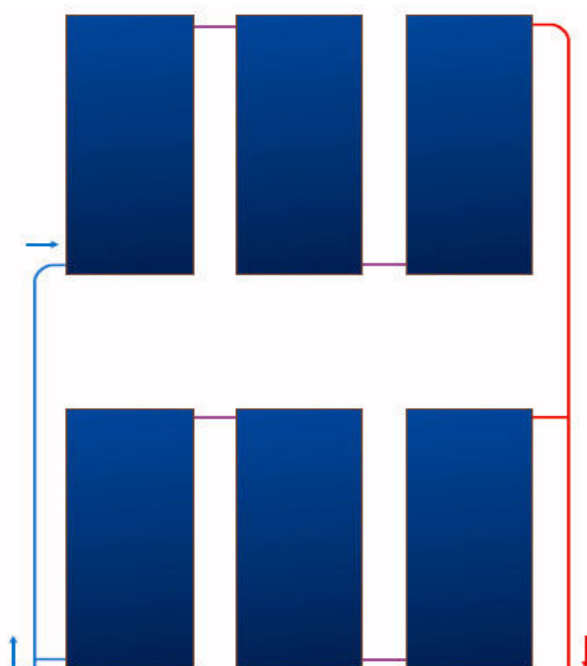
Por consiguiente, las conexiones en serie se caracterizan por tener un caudal total relativamente bajo, así como una pérdida de carga elevada, debido a que las pérdidas de carga de los captadores individuales conectados en serie se suman.

#### **2.2.4.3. Combinación serie-paralelo**

Los captadores planos modernos son más apropiados para un conexionado en serie debido a las mejoras de rendimiento al trabajar a temperaturas elevadas y bajo caudal. Esto puede ser de gran utilidad en ciertas aplicaciones, como por ejemplo en estratificaciones de temperatura en el acumulador solar, estrategia que se estudiará más adelante.

En el apartado 2.2.4.2 ya se mencionó el hecho de que el número de captadores que pueden conectarse en serie es limitado. Por este motivo, en caso de instalaciones de gran tamaño como es el objeto de este proyecto, se elige una combinación de conexiones mixtas en serie y paralelo. Se crea, por tanto, un compromiso de los dos montajes tal como muestra la figura 2.15.





*Figura 2.15 Conexión en serie-paralelo(fuente[1]).*

## 2.2.5. CRITERIOS DE SELECCIÓN

Los criterios básicos para seleccionar un captador solar para una aplicación son:

- Productividad energética: Las ordenanzas solares no requieren un tamaño específico de la instalación solar si no un ahorro energético solar determinado.
- Coste de la instalación completa: Incluyendo los captadores solares y la red de tuberías, intercambiadores, acumuladores, mano de obra, etc, requeridos por esos captadores.
- Durabilidad y calidad: Para producir el ahorro energético durante muchos años.
- Posibilidades de integración arquitectónica: Para un resultado estético y un aumento de valor del edificio.
- Sencillez de mantenimiento: Reduciendo lo costes de operación.
- Fabricación y reciclado no contaminante: Protegiendo el medio ambiente.

Los elementos tecnológicos que determinan la productividad a largo plazo de un captador solar son:

- El tipo de acabado de los absorbentes del captador y sus propiedades ópticas de absorción solar y emisión térmica.
- Las propiedades de transferencia de calor desde el absorbente al fluido de trabajo en función de su caudal de circulación: material del absorbente, tipo de

soldadura con el conducto por el que circula el fluido; diámetros, espesores y distancias entre estos conductos.

- Las propiedades ópticas y de resistencia mecánica de la cubierta del captador: cuanto mayor sea la transmisividad solar, mejor.
- Las características térmicas e higroscópicas de los aislamientos, función del material y de su espesor.
- La hermeticidad de las uniones entre la cubierta solar y el cofre su capacidad de absorber impactos y la rigidez y estabilidad del cofre.

La productividad del captador influye en la productividad a largo plazo del sistema solar directamente, y a través de su influencia, en la selección del resto de componentes (intercambiadores, acumuladores, tuberías, etc.) en combinación con el caudal de diseño de los circuitos hidráulicos. No hay que olvidar que lo realmente importante es la productividad a largo plazo del sistema y no sólo el rendimiento instantáneo del captador. En ese sentido los aspectos a cuidar con especial cuidado, además de los parámetros del captador, son:

- **Criterios de diseño:** especialmente la cobertura solar de diseño, pues define los niveles de rendimiento alcanzables.
- **Caudal:** por su influencia en la estratificación en el acumulador solar y en la selección de tuberías, bombas e intercambiadores.
- **Intercambiador:** por su influencia en el rendimiento a través del aumento de la temperatura de trabajo del captador que puede provocar si no se dimensiona adecuadamente, con la consiguiente penalización del rendimiento solar.
- **Tuberías:** por su influencia en las pérdidas térmicas y en las pérdidas de carga del circuito en función de su longitud, diámetro y aislamiento.
- **Almacenamiento:** por su influencia en el rendimiento, ya que la temperatura en su parte inferior marca la temperatura de trabajo del captador como resultado de su volumen y el nivel de estratificación térmica que presente.
- **Sistema de control y elementos de seguridad:** ya que determina los tiempos de operación. Fundamental para un correcto funcionamiento del sistema.

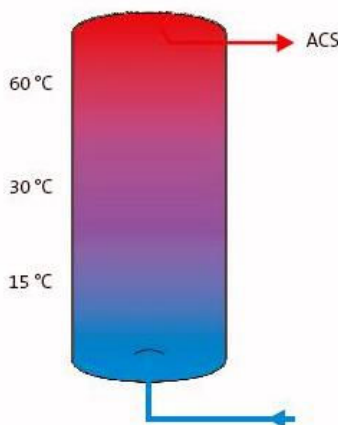
## 2.3. SUBCONJUNTO DE ACUMULACIÓN

Es evidente la necesidad de disponer de un sistema almacenamiento que haga frente a la demanda en momentos de insuficiente radiación solar; la forma más sencilla y habitual de almacenar energía es mediante acumuladores de agua caliente, los cuales suelen ser de acero negro, acero inoxidable, aluminio o fibra de vidrio reforzado.

El diseño de los depósitos debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Forma y disposición del depósito.
- Sin intercambiador o con intercambiador incorporado (normalmente en serpentín).
- Resistencia del conjunto a la máxima presión y temperatura.
- Tratamiento interno de esmalte si el acumulador es de ACS. Este tratamiento no será necesario si el depósito es de inercia, es decir, que el agua que contiene el acumulador no es de consumo, como será el caso de este proyecto.
- Aislamiento y su protección para evitar pérdidas de calor.
- Situación de conexiones de entrada y salida.
- Medidas para favorecer la estratificación y evitar la mezcla de temperaturas.
- Previsión de corrosiones y degradaciones.

La forma de los mismos suele ser cilíndrica, siendo la altura mayor que el diámetro, haciendo de esta manera que se favorezca el fenómeno de la estratificación: al disminuir la densidad del agua por el aumento de la temperatura, cuanto mayor sea la altura del acumulador mayor será la diferencia entre la temperatura en la parte superior e inferior del mismo, es decir mayor será la estratificación (figura 2.16). La ventaja de este fenómeno es que mejora el rendimiento de la instalación ya que el agua mas caliente se sitúa en la parte mas alta del acumulador y es la que va al servicio (ACS), mientras que el agua que retorna al captador es la mas fría con lo cual el captador es mas eficiente.



*Figura 2.16 Estratificación de la temperatura del agua en el acumulador (fuente [1]).*

Los principales problemas encontrados en el funcionamiento de los depósitos son:

- Pérdidas de rendimiento por excesivas pérdidas de calor generadas por un aislamiento defectuoso.
- Pérdidas de rendimiento por la aparición de caminos preferentes del fluido, debidos a un diseño defectuoso de las conexiones de entrada y salida.
- Degradación del tratamiento de protección interior y perforación del tanque por corrosiones de las paredes internas. Los problemas de corrosión se producen por

el efecto del exceso de temperatura, por sales disueltas en el agua y la aparición de pares galvánicos.

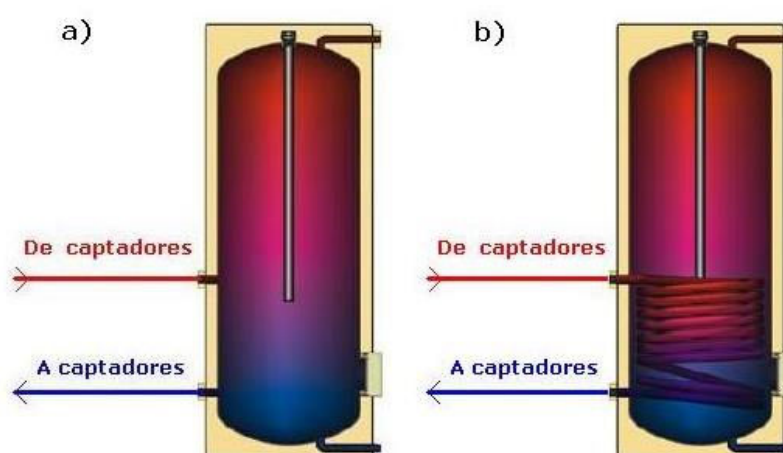
Se llama par galvánico al formado por dos partes distintas de una superficie metálica -en este caso el acumulador-, que en contacto con un electrolito -en este caso el agua- tienen una diferencia de potencial. Por tanto, el potencial más negativo (ánodo) se corroe, mientras que el potencial menos negativo (cátodo) no sufre corrosión. Una forma de evitar este problema es insertando protección catódica en el acumulador mediante un ánodo de sacrificio (por ejemplo de magnesio).

## 2.4. SUBCONJUNTO DE TERMOTRANSFERENCIA

El subconjunto de termotransferencia está formado por aquellos elementos de la instalación encargados de transferir la energía captada en los captadores solares hasta el depósito de acumulación de agua. Entre los elementos que pertenecen a este grupo están:

- El intercambiador.
- Las tuberías.
- El fluido caloportador.
- Otras piezas encargadas del transporte del calor y de su control y seguridad durante su transporte (bombas de circulación, vaso de expansión, etc.)

Según el sistema de termotransferencia las instalaciones se clasifican en dos grupos: transferencia térmica directa o indirecta (figura 2.17). En el caso de este proyecto se propone un sistema indirecto, que es el más común. Esto implica que existe un intercambiador térmico tal que el fluido del primario no está en contacto con el circuito secundario o el agua de consumo.



*Figura 2.17 Sistemas directo (a) e indirecto con intercambiador de serpentín (b).*

La decisión de optar por un sistema de circulación indirecta se basa en los problemas que presentan los sistemas directos, como son el no poder añadir anticongelantes ni otros aditivos en el fluido caloportador del circuito de captadores, con el consiguiente

riesgo de congelación, un mayor riesgo de vaporizaciones, incrustaciones y corrosiones en el circuito. Además el hecho de que todo el circuito trabaje a la presión de la red no suele ser admisible por la mayoría de los captadores, puesto que soportan presiones inferiores.

### 2.4.1. INTERCAMBIADOR

Al decantarse por un sistema de termotransferencia indirecto, es necesario disponer de un intercambiador de calor que transfiera la energía almacenada en el fluido caloportador del circuito primario al ACS o al agua proveniente del acumulador de inercia.

El parámetro que define básicamente a un intercambiador es la eficacia de intercambio, que se define como la relación entre la potencia térmica intercambiada y la máxima que teóricamente podría intercambiarse. Para un caudal de fluido caloportador determinado, la eficacia es una constante que dependerá de la superficie de intercambio, de su forma y del material empleado.

Cuanto menor sea la eficacia mayor será la temperatura que retorna a los captadores y por tanto menor será el rendimiento de la instalación solar.

En el mercado se encuentran generalmente dos tipos de intercambiadores para instalaciones solares (figura 2.18). Para hacer el intercambio de calor dentro del propio acumulador suelen utilizarse intercambiadores internos de serpentín. Pero cuando el campo de captación grande ( $>25\text{ m}^2$ ), y por lo tanto se generará una alta transferencia térmica, se emplean intercambiadores externos de placas al acumulador pues tienen una superficie útil de intercambio mayor.

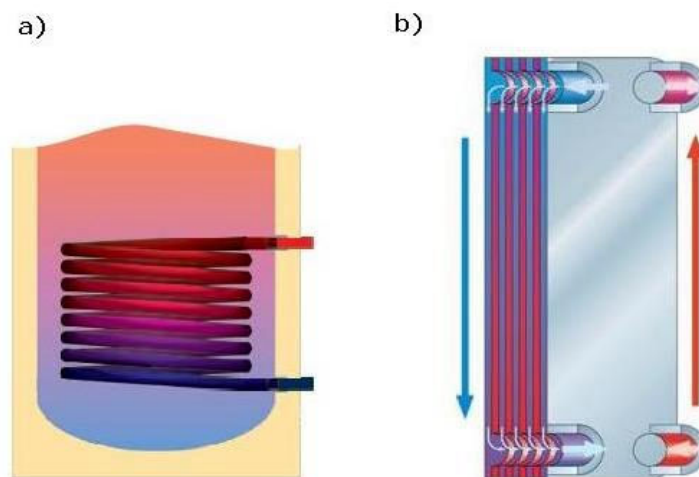


Figura 2.18 Intercambiador interno de serpentín (a) y externo de placas (b) (fuente[1]).

Para el caso de intercambiadores internos al acumulador la eficacia es:

$$\varepsilon = \frac{T_E - T_S}{T_E - T_{ACUM}}$$

donde:

$T_E$  temperatura de entrada del fluido caloportador.

$T_S$  temperatura de salida del fluido caloportador.

$T_{ACUM}$  temperatura del agua en el acumulador.

En el caso de intercambiadores externos de placas, la expresión de la eficacia es la siguiente:

$$\varepsilon = \frac{T_{SS} - T_{ES}}{T_{EP} - T_{ES}}$$

donde:

$T_{SS}$  temperatura de salida del intercambiador del circuito secundario.

$T_{ES}$  temperatura de entrada al intercambiador del circuito secundario.

$T_{EP}$  temperatura de entrada al intercambiador del circuito primario.

Los fabricantes de intercambiadores aconsejan que la eficacia del intercambiador seleccionado para la instalación sea igual o mayor a 0,8 (80%).

## 2.4.2. TUBERÍAS

Los posibles materiales a usar en las conducciones o tuberías son: el cobre, el acero inoxidable, el hierro negro y los plásticos. El cobre es el material más aconsejable por tener unas altas prestaciones en cuanto a resistencia a la corrosión, maleabilidad, ductilidad e inocuidad, además de ser económicamente muy competitivo. Será el material que se utilizará en la instalación.

Con el fin de evitar pérdidas térmicas la longitud de tuberías será lo más corta posible y los tramos horizontales tendrán siempre una pendiente mínima de un 1% en el sentido de la circulación tal y como se indica en [CTE].

En el diseño del circuito hidráulico se evitarán las pérdidas de carga siempre que sea posible y se deberán distinguir dos tipos de pérdidas de cargas:

- Pérdidas de carga lineales: son las que se producen a lo largo de toda la tubería o conducto. Éstas disminuirán al aumentar el diámetro de tubería.
- Pérdidas de carga singulares: son las que se producen en los equipos y accesorios. Éstas disminuirán evitando codos, válvulas, etc.

Por otra parte, el diseño y los materiales deberán ser tales que no exista posibilidad de formación de obturaciones o depósitos de cal en sus circuitos que influyan drásticamente en el rendimiento del sistema.

Las uniones de los grupos de captadores a las tuberías del circuito primario deben realizarse de modo que las dilataciones del material no produzcan esfuerzos en los

puntos de unión, por ejemplo, mediante la utilización de tubos flexibles de malla de acero inoxidable.

### **2.4.3. FLUIDO CALOPORTADOR**

Es el fluido que circula por el circuito primario. Se encarga de transportar la energía térmica adquirida en los captadores para transferirla en el intercambiador al circuito secundario. Habitualmente son cuatro tipos de fluido caloportador que se utilizan:

- Agua (en sistemas directos).
- Agua con adición de anticongelante (propilenglicol o etilenglicol).
- Fluidos orgánicos.
- Aceites de silicona.

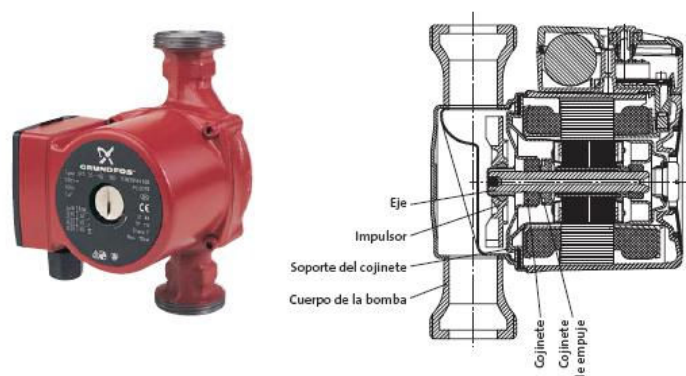
La solución más generalizada es la de agua con anticongelante para ofrecer protección contra las heladas. Este agua podrá ser de la red de suministro, agua desmineralizada o agua con aditivos, según las características climatológicas del lugar de instalación y de la calidad del agua empleada. El anticongelante a considerar suele ser propilenglicol o etilenglicol. Hay que tener en cuenta las diferencias de las propiedades físicas que va a haber entre el agua y el anticongelante: viscosidad, dilatación, estabilidad, calor específico o temperatura de ebullición.

En cualquier caso hay que recordar que la legislación obliga a asegurar la imposibilidad de mezcla entre el fluido caloportador con aditivos y el agua de consumo. Este será el principal motivo por el cual el circuito primario será independiente del circuito secundario en el presente proyecto, además de otros aspectos técnicos.

Para compensar posibles pérdidas de fluido caloportador en el circuito primario, se considerará un sistema de llenado a través del vaso de expansión cerrado (que se encontrará en la zona de aspiración de la bomba junto a la salida del circuito primario del acumulador) que permita llenar el circuito y mantenerlo presurizado siempre que sea necesario.

### **2.4.4. BOMBAS CIRCULATORIAS**

Se utilizarán bombas circulatorias para vencer la resistencia que opone el fluido a su paso por el circuito en instalaciones de circulación forzada (ver tabla 2.1), tanto en el circuito primario como en el secundario, y en el circuito de distribución si existiera. Entre los diferentes tipos de bombas se opta generalmente, para instalaciones solares, por las de rotor encapsulado (figura 2.19).



*Figura 2.19 Detalle de una bomba circulatoria para instalación solar (fuente [7]).*

En instalaciones de un considerable tamaño ( $>50\text{ m}^2$  de captación) es obligada la instalación de otra bomba idéntica y en paralelo con ésta para evitar la parada de la instalación por avería o mal funcionamiento de la bomba. [CTE]

Los materiales de la bomba del circuito primario serán compatibles con las mezclas anticongelantes y en general con el fluido caloportador utilizado. Y siempre se instalarán en la parte más fría del circuito hidráulico. [CTE]

La bomba debe elegirse a partir de las condiciones nominales de trabajo, definidas por el caudal de circulación y la altura manométrica en el punto de trabajo,  $H$ .

La altura manométrica es la energía que la bomba debe entregar al líquido para compensar las pérdidas de carga. En el circuito primario éstas vienen determinadas por:

- Las pérdidas de carga del tramo más desfavorable de tuberías (incluidas las pérdidas de carga singulares de los accesorios).
- La pérdida de carga producida por el intercambiador de calor, ya sea externo o incorporado al acumulador (serpentín).
- La pérdida de carga de los captadores solares.

#### **2.4.5. VASO DE EXPANSIÓN**

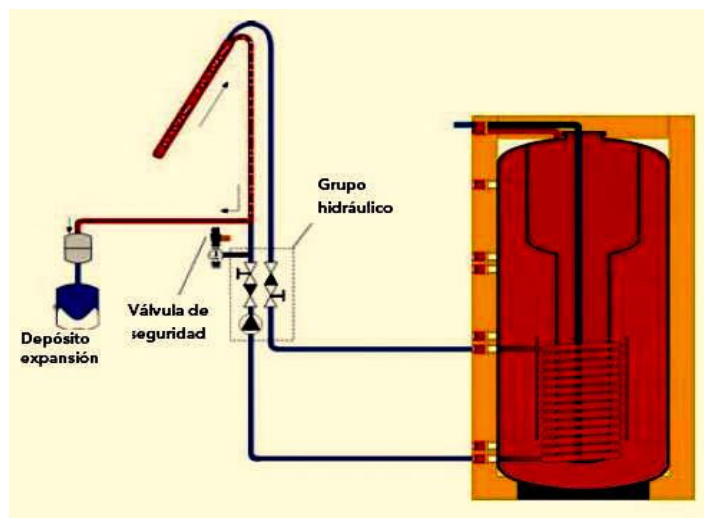
El vaso de expansión es un depósito dividido en dos partes por medio de una membrana elástica. A un lado de la membrana está el fluido caloportador y en el otro aire o un gas inerte a la presión de trabajo. La presión inicial viene establecida por el fabricante y se puede ajustar posteriormente en la instalación.

La función de un vaso de expansión es compensar los cambios de volumen del fluido caloportador, ocasionados por la formación de vapor de este, cuando los captadores están en situación de estancamiento.

Esta situación es muy habitual en periodos estivales donde se producirán excesos de energía solar con mucha frecuencia, con lo que el paro de bomba del circuito primario también será frecuente.

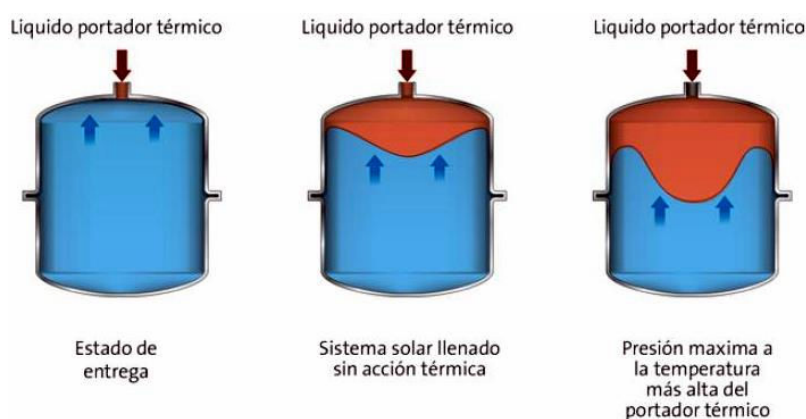


La formación de vapor en el interior de los captadores desplazará el fluido caloportador que contiene. Si el fluido es absorbido por un vaso de expansión bien dimensionado no habrá ningún problema. Sino fuera así, al aumentar la presión del circuito, sería imposible evitar el escape del fluido caloportador a través de la válvula de seguridad. Este proceso se puede observar en la figura 2.20.



*Figura 2.20 Situación de estancamiento generándose vapor en los captadores. El fluido está siendo absorbido por el vaso de expansión (fuente [4]).*

El procedimiento de actuación del vaso de expansión es el siguiente (figura 2.21): al calentarse el captador en situación de estancamiento, y por lo tanto al aumentar la presión, una parte del fluido entra en el vaso de expansión empujando la membrana y comprimiendo el nitrógeno que hay dentro de éste. Cuando el sistema se enfría, el fluido regresa al circuito (estado de entrega). De esta manera, el vaso de expansión sirve también para mantener la presión en el circuito dentro del rango de presiones admisibles y siempre por encima de la atmosférica, impidiéndose así la introducción de aire en el circuito cuando el sistema vuelve a enfriarse.



*Fig 2.21 Funcionamiento del vaso de expansión (fuente [4]).*

## 2.5. SUBCONJUNTO DE REGULACIÓN Y CONTROL

La regulación y control de una instalación solar consiste en la puesta en marcha y la detención de las bombas de circulación en función de las condiciones existentes en cada momento. Se encarga por un lado de asegurar el correcto funcionamiento del equipo para proporcionar la máxima energía solar térmica posible y, por otro, actúa como protección frente a la acción de múltiples factores como sobrecalentamientos del sistema, riesgos de congelaciones, etc.

Las funciones de un sistema de regulación y control son:

- El control del proceso de carga, que tiene la misión de regular la conversión de la radiación solar en calor y transferirla al acumulador solar de manera eficaz.
- El control del proceso de descarga, cuya tarea es garantizar la mejor transferencia de energía posible del acumulador hacia el consumo.

Para realizar estas funciones se emplean termostatos diferenciales (reguladores) con sondas de temperatura. Un ejemplo de funcionamiento básico sería el que se describe en la figura 2.22.

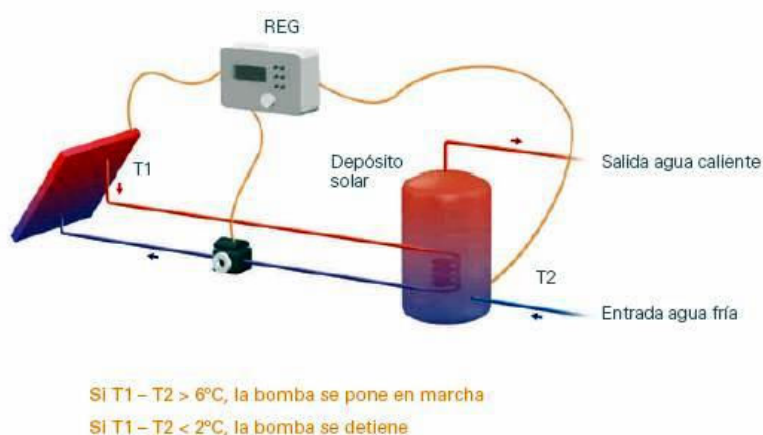


Figura 2.22 Ejemplo de regulación de una instalación solar (fuente [2]).

La sonda de temperatura T1 (parte caliente) se sitúa a la salida del último del grupo de captadores, de modo que su lectura sea la temperatura en los captadores. La sonda T2 (parte fría) se sitúa en la parte inferior del acumulador solar. En el caso de que exista más de un acumulador solar, se situará en el depósito que parta la conexión de ida hacia los captadores.

El regulador pone en marcha la bomba cuando la temperatura de la sonda T1 supera en  $6^{\circ}\text{C}$  la temperatura de la sonda T2 situada en el acumulador. Y lo detiene cuando la diferencia es inferior a  $2^{\circ}\text{C}$ .

Estas diferencias de temperatura entre T1 y T2 para la puesta en marcha y detención de la bomba se establecen para compensar las posibles pérdidas energéticas en las tuberías del circuito primario. Pueden ajustarse con la instalación en funcionamiento y establecerse otros saltos térmicos diferentes a  $6^{\circ}\text{C}$  y  $2^{\circ}\text{C}$ .

La bomba del circuito de distribución de agua precalentada se regulará mediante un termostato diferencial, con una sonda situada en la parte superior del acumulador (parte caliente) y otra sonda instalada en la tubería de retorno del circuito de distribución (parte fría). Los saltos térmicos serán los mismos que los establecidos en el circuito primario.

Existen diversos reguladores de instalaciones solares en el mercado que incorporan además otras funciones como la limitación de temperatura en el acumulador, la puesta en marcha cuando se detecta una temperatura en el circuito primario próxima a la congelación, o la apertura o cierre de contactos adicionales.

Respecto a la limitación de la temperatura del acumulador solar, debe elegirse un valor que se adecue a las condiciones de funcionamiento del depósito, teniendo en cuenta que, a mayor temperatura se acumule mayor será la estratificación. En general, el recubrimiento interior de los acumuladores de ACS es un esmalte que puede soportar temperaturas máximas de unos 60°C, o hasta 70°C si el calentamiento es esporádico. En cambio los acumuladores de inercia, al no estar esmaltados, son capaces de soportar temperaturas de unos 90°C.

## 2.6. SUBCONJUNTO DE ENERGÍA AUXILIAR

Para asegurar la continuidad en el abastecimiento de la demanda térmica, las instalaciones de energía solar deben disponer de un sistema de energía convencional auxiliar tal y como se indica en [CTE].

El sistema de energía auxiliar debe ser capaz de mantener el nivel de confort del servicio de ACS en condiciones de temperatura variable procedente de la instalación solar. Está compuesto por una caldera o calentador, que pueden ser centralizados o individuales, y en algunos casos puede estar complementado por otros componentes externos para adaptar su comportamiento a los requerimientos del sistema solar escogido.

El equipo seleccionado debe ser apto para ser conectado con una instalación solar, debiendo reunir las siguientes características:

- Adaptar su potencia a las necesidades de cada momento, teniendo en cuenta la temperatura de entrada del agua procedente del sistema solar.
- Soportar la entrada de agua caliente a la temperatura de salida del acumulador solar.
- Dar prioridad al aprovechamiento de la energía solar frente a su consumo propio (gas, electricidad, etc.).
- La potencia del equipo debe elegirse del mismo modo que si la vivienda no dispusiera de una instalación solar, ya que el equipo ha de ser capaz de cubrir la totalidad de la demanda energética cuando no haya captación solar.

## 2.7. OTROS ELEMENTOS

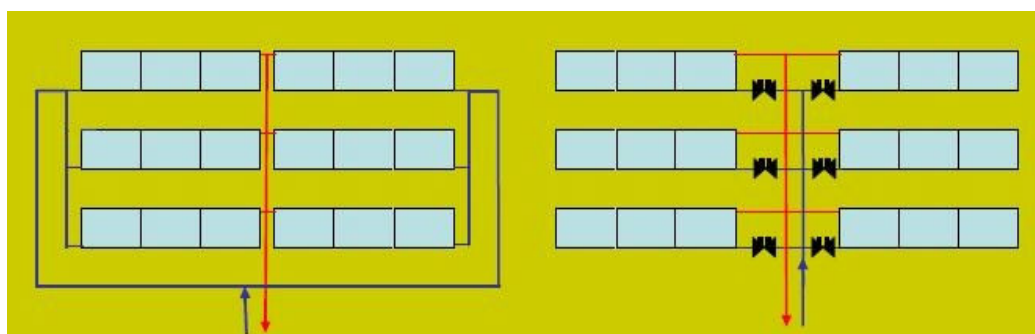
### 2.7.1. VÁLVULAS

En la instalación se prevé la instalación de diferentes válvulas que ayudarán a una regulación y transporte correcto del fluido caloportador del circuito primario. Los diferentes tipos de válvulas que estarán presentes en la instalación son:

- Válvula grifo: tipo de válvula o llave terminal que se utilizará en el vaciado de la instalación.
- Válvula de corte: tipo de válvula cuya función evidente es la de cortar los circuitos.
- Válvula de retención: tipo de válvula conocida normalmente como antirretorno, se suele colocar en las entradas de los acumuladores y delante de la bomba para evitar las posibles circulaciones invertidas del fluido.
- Válvula de seguridad: válvula con un valor prefijado de presión, normalmente a 6 bar, que se abre cuando la presión del circuito sobrepasa este valor. Se emplea como medida de seguridad en caso de sobrepresiones que puedan dañar la instalación.
- Válvula de equilibrado: válvula encargada realizar un correcto equilibrado hidráulico, de manera que a cada batería de captadores le llegue el caudal de diseño. Cuando una instalación no está equilibrada el fluido caloportador circulará por los tramos de menor pérdida de carga, pues habrá menos resistencia. Es como si se adaptaran resistencias en paralelo en un circuito electrónico para que la corriente fuera la misma en cada uno de los ramales.

Otro método de equilibrar el circuito hidráulico es mediante el retorno invertido. Este método consiste en igualar las diferentes longitudes de tubería de retorno solar de todas las baterías de captadores del campo solar. A la batería más cercana a la bomba se le añadirá la longitud de tubería equivalente a la distancia de la batería más alejada.

Estos dos métodos de equilibrado hidráulico se representan en la figura 2.23:



*Figura 2.23 Equilibrado hidráulico por retorno invertido (izquierda) y con válvulas de equilibrado (derecha) (fuente [4]).*

- Purgadores: válvula encargada de eliminar por completo la formación de bolsas de aire en la instalación. Por este motivo se instalarán purgadores en los puntos más elevados del circuito, concretamente a la salida de cada batería de captadores. Se cerrarán una vez se haya puesto en marcha la instalación, para evitar el escape del fluido caloportador cuando se evapore en situaciones de estancamiento.

### **2.7.2. AISLAMIENTOS**

Los aislamientos son esenciales en cualquier instalación solar para evitar las pérdidas térmicas en tuberías, acumuladores, intercambiadores y otros elementos que estén en contacto directo con el ambiente.

Los factores que determinan la elección del aislamiento son:

- Bajo coeficiente de conductividad térmica.
- Colocación relativamente sencilla.
- Bajo coste.
- Rango de temperaturas adecuado.
- No ser corrosivo para las superficies con las que estará en contacto.
- Ser ignífugo y no enmohecerse.

Los materiales más usados son el caucho flexible de etileno-propileno-dieno (EPDM) para tuberías y demás conducciones, y poliuretano rígido (BRV) o flexible (BRVF) para el resto de componentes.

## **2.8. SISTEMAS SOLARES PARA ACS**

En este apartado se analizarán las diferentes opciones que hay para los sistemas solares indirectos. Se mostrarán las ventajas e inconvenientes que hay en cada uno de ellos y cuales son sus condiciones de diseño.

Primeramente se detallaran las condiciones que detallan el perfil de una instalación solar. Finalmente se analizarán con detalle los criterios de selección para los diferentes sistemas solares.

### **2.8.1. CONDICIONES DE DISEÑO**

Los condicionantes principales del diseño de una instalación solar para ACS son:

- Las especificaciones de la Propiedad.
- La demanda de energía necesaria para producir el ACS: incluyendo las pérdidas térmicas en acumulación (especialmente cuando la acumulación solar está distribuida en múltiples acumuladores situados en cada vivienda individual) y distribución, y su perfil a lo largo del día, de la semana y de los meses.

- Los requisitos de las ordenanzas solares sobre el nivel de ahorro energético exigible a la instalación solar incluyendo el cálculo de la demanda, las especificaciones técnicas de las instalaciones, su integración arquitectónica y su mantenimiento.
- El tipo de sistema de energía auxiliar para la producción de ACS: calderas centralizadas o distribuidas, tipo de combustible o resistencia eléctrica, bomba de calor, etc.
- La climatología del lugar de la instalación: nivel de radiación, riesgo de heladas, etc.
- Las características del edificio:
  - Espacio disponible para colocar tanto los captadores solares como el resto de elementos de la instalación (especialmente la acumulación solar), tipo de ubicación (tejado, cubierta plana), orientación del edificio, sombras de otros edificios y entre los captadores, etc.
  - Accesibilidad para el mantenimiento.
  - Las distancias entre la ubicación de los captadores solares, la acumulación solar y el sistema de energía auxiliar, y las diferencias de cotas entre los mismos.
  - El uso del edificio en relación con la normativa específica de aplicación: viviendas colectivas, unifamiliares, hoteles, polideportivos, etc.
- Las características de los captadores solares, los acumuladores, los intercambiadores, las bombas y los demás elementos de la instalación solar con sus requisitos y opciones de montaje.
- Las exigencias en los materiales y componentes en función de los niveles de temperatura y presión de trabajo en operación normal, y especialmente en estancamiento (cuando hay un elevado nivel de radiación solar y el captador solar no se refrigera al haber parado el control la bomba de circulación por estar el acumulador completamente lleno a la temperatura máxima), para garantizar la seguridad funcional y de uso durante muchos años.
- Coste de la instalación completa.
- Costes de operación: sencillez de mantenimiento, pequeños consumos eléctricos en bombeo.

## 2.8.2. CRITERIOS DE SELECCIÓN

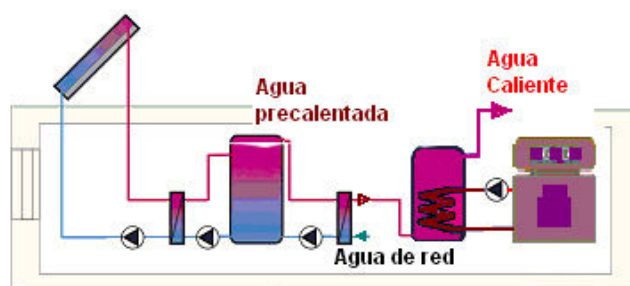
En cuanto a los criterios técnicos de selección del sistema más adecuado, para acoplar una instalación solar a la convencional (energía auxiliar), las opciones son:

- A. Campo solar único con **acumulación solar común** acoplado a **sistemas centralizados de ACS** para el edificio.

- B. Campo solar único con **acumulación solar común** acoplado a **sistemas distribuidos de ACS** en cada vivienda del edificio.
- C. Campo solar único con **acumulación solar distribuida** acoplado a **sistemas distribuidos de ACS** en cada vivienda del edificio.

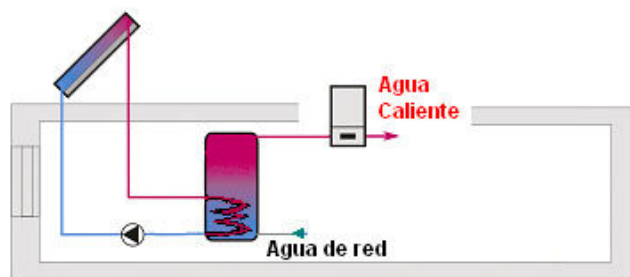
Es importante volver a señalar que la correcta selección y dimensionado de cada uno de los componentes de estas opciones influyen en el ahorro solar alcanzable.

En edificios con una única propiedad (hoteles, oficinas, viviendas unifamiliares, ...) las instalaciones de producción de ACS son centralizadas (opción A), suelen utilizar combustibles fósiles, y la manera de implementar el aprovechamiento solar pasa por esquemas del estilo del esbozado en la figura 2.24.



*Figura 2.24 Acoplamiento de la instalación solar con acumulación centralizada en serie con un sistema convencional con caldera centralizada. Acumulación solar en circuito de ACS (fuente [3]).*

En viviendas **unifamiliares** la configuración usual suele ser la de la figura 2.25 con caldera de producción instantánea de ACS. La configuración solar suele ser de tipo termosifón (sin bomba de circulación, con el acumulador ubicado en el exterior y por encima del captador) o forzada (con bomba de circulación).

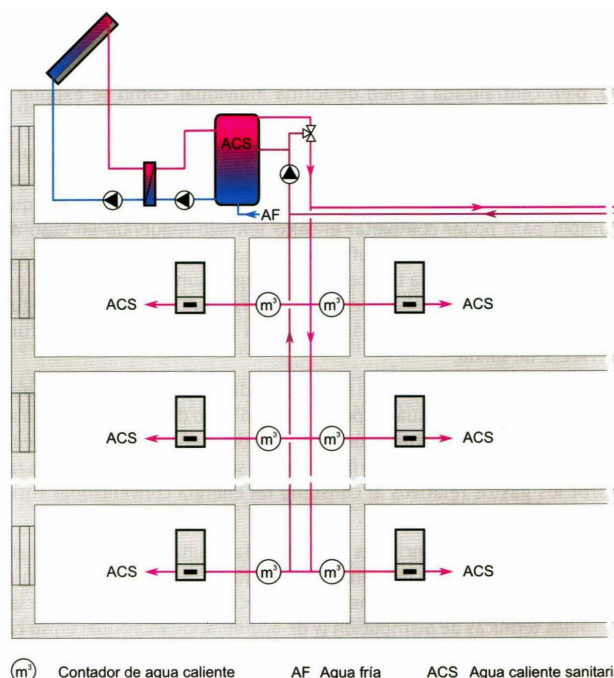


*Figura 2.25 Sistema con acumulador solar y ACS convencional al paso (fuente [3]).*

En viviendas **colectivas** (multifamiliares), el mercado actual de equipos auxiliares de preparación de ACS en obra nueva está dominado por las calderas murales a gas y por los calentadores eléctricos individuales. En el caso de las opciones B y C (sistemas distribuidos de ACS), el acoplamiento de una instalación solar con una caldera mural o termo eléctrico, se mantienen los requisitos generales de acoplamiento solar para la

producción de ACS, utilizando la instalación solar para precalentar el agua de red y dejando que la caldera o termo complete el salto térmico requerido en caso de que el calentamiento solar no sea suficiente. Sin embargo, en este caso, hay una serie de restricciones sobre el sistema convencional, que claramente van en la dirección de aumentar sus requisitos de calidad (control de la temperatura del agua de salida del sistema convencional, resistente a temperaturas de precalentamiento altas, etc). Su implementación requiere tomar decisiones con respecto a la centralización o individualización de los componentes de la instalación solar. Las opciones son:

1. Instalación solar colectiva con campo de captadores comunitario y acumulación solar comunitaria, distribuyendo a todas las viviendas, mediante un circuito de distribución con recirculación, agua comunitaria precalentada desde el acumulador solar (figura 2.26).



*Figura 2.26 Acoplamiento de la instalación solar con acumulación centralizada a un sistema auxiliar con caldera mural y contador de agua de consumo por vivienda (fuente [3]).*

2. Instalación solar colectiva con campo de captadores comunitario y acumulación solar comunitaria, precalentamiento solar en cada vivienda del ACS de consumo, mediante un circuito de distribución con recirculación que transfiere el calor solar del acumulador solar al agua fría de cada vivienda mediante un intercambiador de calor (figura 2.27).



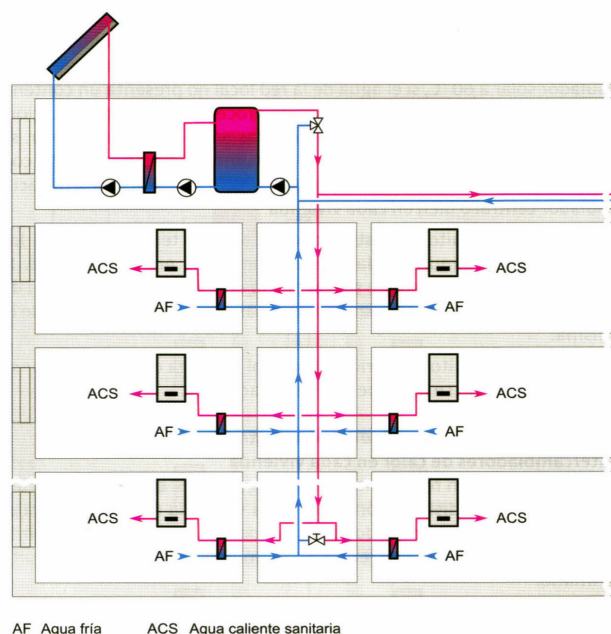


Figura 2.27 Acoplamiento de la instalación solar con acumulación centralizada a un sistema auxiliar con caldera mural e intercambiador de calor por vivienda (fuente [3]).

3. Instalación solar colectiva con campo de captadores comunitario y acumulación solar individual en cada vivienda, precalentamiento solar en cada vivienda del ACS de consumo, mediante un circuito de distribución con recirculación que transfiere el calor solar de los captadores al agua fría de cada vivienda mediante un serpentín en el acumulador individual (figura 2.28).

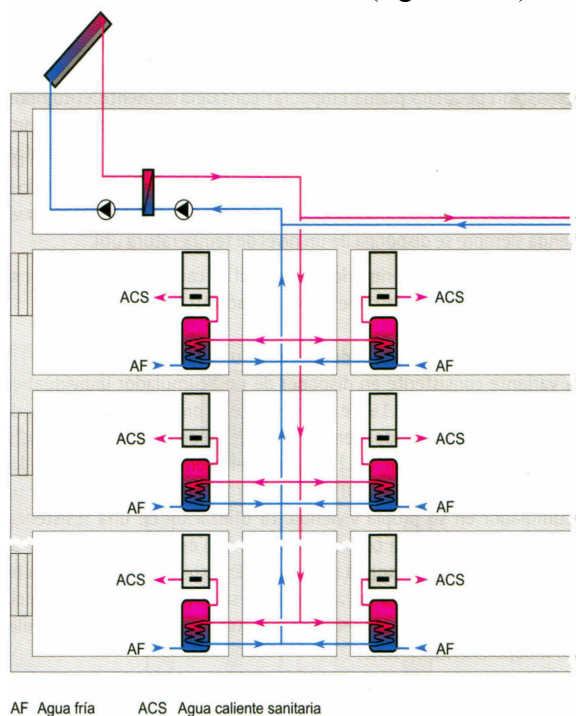


Figura 2.28 Acoplamiento de la instalación solar con acumulación individual por vivienda a un sistema auxiliar con ACS mediante caldera mural en serie (fuente [3]).

Las opciones con acumulación solar centralizada (opciones 1 y 2) son las más eficientes y baratas, y se está optando por la opción 3 cuando hay problemas de ubicación del acumulador solar comunitario (resistencia de forjados, espacio disponible, impacto visual, etc.) o cuando el promotor de las viviendas entiende que el usuario final va a valorar favorablemente el tener su acumulador en su casa. Es importante darse cuenta que para dimensionar adecuadamente un sistema con la opción 3 hay que considerar las pérdidas térmicas en distribución y en los acumuladores solares en cada vivienda, además de las serias dificultades que presenta el equilibrado hidráulico de este sistema.

Las diferencias fundamentales entre las opciones 1 y 2 son:

- Opción 1 (figura 2.26): el ACS de consumo en cada vivienda es agua comunitaria y por lo tanto es imprescindible el medir el consumo de agua precalentada (adicionalmente a la medida del consumo de agua fría) para poder repartir el gasto de agua entre los vecinos. La compañía distribuidora de agua medirá y cobrará en base al contador de consumo comunitario mientras que la comunidad tendrá que repartir el gasto entre los vecinos en base al consumo individual. La opción 1 requiere por tanto como elementos adicionales a los presentes en la opción 2, un contador por vivienda y un contador general de agua precalentada para todas las viviendas.
- Opción 2 (figura 2.27): el ACS de consumo ya no es comunitario, sino que procede del mismo contador de agua fría de la vivienda, por lo que no es necesaria ni la medida del agua precalentada con solar ni realizar el reparto del gasto de agua entre los vecinos. Como elemento adicional a instalar está el intercambiador de calor en cada vivienda, lo cual, al separar circuitos, convierte el esquema intrínsecamente seguro contra la legionelosis pues el agua acumulada precalentada solar no será de consumo.

Cabe comentar que, la legionelosis es una infección pulmonar causada por la bacteria *Legionella*. Esta bacteria se reproduce en aguas estancadas a temperaturas calientes (32°C - 40°C) y se transmiten cuando las personas inhalan partículas de vapor de agua contaminada por esta bacteria.

Otra ventaja de esta opción es que facilita el mantenimiento de la instalación solar y de calderas. En el caso de que la instalación solar está en mantenimiento, va a evitar la necesidad de cortar o desviar el suministro de ACS a todas las viviendas ya que el agua a calentar no pasa a través del acumulador solar.

Para el presente proyecto el sistema solar escogido será el de la opción 2.

## 2.9. HERRAMIENTAS SOFTWARE DE SOPORTE

Una de las diferencias principales entre los métodos de cálculo para el dimensionado de los equipos convencionales de producción de ACS y los equipos solares es que, mientras que el parámetro más importante en los sistemas convencionales es la potencia del sistema y ésta se calcula para un instante (aquel en el que las condiciones sean más desfavorables) en el que se obtiene el pico de la demanda, los sistemas de energía solar

requieren para evitar su sobredimensionado el seleccionarlos teniendo en cuenta la demanda de todo el año. En ese sentido se necesita información a lo largo de todo el año tanto de los datos climáticos de la ubicación como de la propia demanda.

Es cuando se hace necesario un programa dinámico de simulación para planificar y proyectar la instalación de energía solar. Después de entrar parámetros como el consumo, la ubicación de la edificación, las características del captador a utilizar, las posibles sombras que se puedan proyectar en los captadores, la longitud de tuberías, etc., es posible seleccionar un sistema solar (como los vistos en el apartado 2.8) y realizar un dimensionado del campo de captadores para llegar a la cobertura de energía solar deseada.

La simulación de la instalación se realiza con pasos variables de tiempo medidos en minutos, horas, días o meses, eso dependerá del programa que se utilice. Cabe señalar que, cuanto más pequeñas sean estas variables de tiempo mas efectiva será la simulación, y ésta dependerá directamente de las estadísticas meteorológicas del lugar y por puesto, de la configuración y parámetros que hayamos introducido.

Entre los programas de simulación para el cálculo solar, las diferencias fundamentales radican en el nivel de detalle de la información necesaria para introducir los parámetros de partida y en el nivel de detalle de los resultados. Cuanto más completo es el programa, mayor flexibilidad permite en las configuraciones de los sistemas solares que puede simular y suministra más información en los resultados, permitiendo comparar de una manera más precisa las distintas alternativas tanto de configuraciones de sistemas como de comportamiento de los diferentes elementos que componen la instalación.

La problemática asociada a los programas más detallados y sofisticados está en, ser capaces de suministrarles información de entrada suficiente y de calidad, y evitar los errores de manejo que pueden provocar resultados erróneos si el usuario no tiene un conocimiento adecuado.

En la tabla 2.3 se muestran cuatro programas de simulación comerciales, con cuatro niveles de sofisticación diferentes, donde se comparan sus ventajas e inconvenientes.

Para el proyecto a realizar se ha escogido, como herramienta software de simulación, el programa TSOL puesto que sólo se ha tenido acceso a éste y a F-Chart. Debido a su gran flexibilidad, a la vez que contempla la estratificación del acumulador solar, el efecto del caudal en el rendimiento del sistema y las pérdidas térmicas en distribución, nos permite un estudio más fiable y detallado que F-Chart.

Programa	Ventajas	Inconvenientes	Comentarios
<b>F-Chart</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Sencillez en la entrada de datos: valores mensuales.</li> <li>-El nivel de conocimiento para su uso es mínimo.</li> <li>-Rápido y bajo coste.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-No es capaz de discriminar entre distintas configuraciones de esquemas, ni de alternativas de control.</li> <li>-No contempla la estratificación del acumulador ni el efecto del caudal en el rendimiento del sistema.</li> <li>-Sólo trabaja con un perfil de consumo constante a lo largo del día para todo el año.</li> </ul>	El F-Chart es uno de los primeros programas de simulación solar.
<b>TSOL</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Discrimina entre un número amplio de configuraciones de esquemas con alternativas de control.</li> <li>-Contempla la estratificación de acumulador solar y el efecto del caudal en el rendimiento del sistema.</li> <li>-Trabaja con un perfil de consumo configurable a lo largo del día, mes y año.</li> <li>-Rápido en simulación.</li> <li>-Coste medio</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Complejidad en la entrada de datos, puesto que se tiene que adaptar el diseño de la instalación con los esquemas predeterminados que incluye.</li> <li>-El nivel de conocimiento para su uso es medio.</li> </ul>	Algunas de las configuraciones típicas en nuestro país no son directamente simulables, aunque se pueden aproximar.
<b>TRNSYS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Libertad en configuración de esquemas y en la selección de modelos de simulación de cada componente.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Complejidad en la entrada de datos.</li> <li>-El nivel de conocimiento para su uso es alto.</li> <li>-Muy lento en ejecución.</li> <li>-Precio elevado.</li> </ul>	Empiezan a estar disponibles programas de simulación para las configuraciones típicas en nuestro país, obtenidos a partir de TRNSYS y de uso no tan complejo (TRANSOL.PRO 1.2).
<b>TRANSOL 1.2</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Adapta la modelización detallada de TRNSYS a configuraciones cerradas para instalaciones solares con calderas distribuidas en multivivienda.</li> <li>-Modela adecuadamente la estratificación del acumulador solar y el efecto caudal en el rendimiento del sistema.</li> <li>-Coste medio.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Complejidad en la entrada de datos: valores horarios.</li> <li>-Lento en ejecución.</li> <li>-El nivel de conocimiento para su uso es medio.</li> </ul>	Pensado para las configuraciones típicas en nuestro país con calderas murales o termos eléctricos.

Tabla 2.3 Ventajas e inconvenientes de programas de cálculo y simulación solar (fuente [3]).

## 2.10. PROCEDIMIENTO DE VALIDACIÓN DEL PROYECTO

Las instalaciones solares térmicas incluidas en el ámbito de aplicación del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios [RIT] deben ejecutarse sobre la base de una documentación técnica que, en función de su potencia térmica nominal, debe adoptar una de las siguientes modalidades:

- Cuando la potencia térmica nominal a instalar sea mayor que  $70 \text{ kW}$ , se requerirá la realización de un proyecto.
- Cuando la potencia térmica nominal a instalar sea mayor o igual que  $5 \text{ kW}$  y menor o igual que  $70 \text{ kW}$ , el proyecto podrá ser sustituido por una memoria técnica.
- No es necesaria la presentación de la documentación anterior para acreditar el cumplimiento reglamentario ante el órgano competente de la Comunidad Autónoma para las instalaciones de potencia térmica nominal menor que  $5 \text{ kW}$  y los sistemas solares consistentes en un único elemento prefabricado.

La potencia térmica nominal de la instalación solar se determinará a partir de la potencia nominal del equipo de energía auxiliar. En el caso de que no exista este equipo de energía auxiliar o cuando se trate de una reforma de la instalación térmica que únicamente incorpore energía solar, la potencia, a estos efectos, se determinará multiplicando la superficie de apertura de campo de los captadores solares instalados por  $0,7 \text{ kW/m}^2$ .

Cuando se precise proyecto, éste debe ser redactado y firmado por un técnico titulado competente y visado por el Colegio Profesional correspondiente. El proyectista será responsable de que el mismo se adapte a las exigencias del [RIT] y de cualquier otra reglamentación o normativa de aplicación a la instalación solar, como por ejemplo el [CTE].

Éste describirá la instalación en su totalidad, sus características generales y la forma de ejecución de la misma, con el detalle suficiente para que pueda valorarse e interpretarse de forma correcta durante su ejecución.

El proyecto de la instalación solar se desarrollará en forma de uno o varios proyectos específicos, o integrado en el proyecto general del edificio, y deberá ser presentado a la administración local correspondiente para la obtención de la licencia municipal de obras.

La instalación solar, al igual que el resto de instalaciones térmicas del edificio, deberán ser legalizadas delante de una entidad de inspección y control (EIC). Se presentarán los impresos normalizados ITE-1/08, ITE-2/08, ITE-3/08, ITE-4/08 e ITE-5/08 para la inscripción de la instalación en el registro correspondiente y para las oportunas comprobaciones posteriores.

### 3. MEMORIA

El objeto de la siguiente memoria es describir la solución adoptada y definir todos los aspectos técnicos de la instalación solar térmica que se pretende implementar en el edificio de viviendas. Así pues, en los apartados siguientes se detallan las características del servicio que este proyecto pretende dar acceso, incluyendo sus elementos, configuración, materiales y procedimiento de instalación.

Cabe señalar que, para el dimensionado de la instalación se utilizará la herramienta software de simulación TSOL. Esta herramienta permitirá realizar el cálculo de la cobertura solar, es decir su contribución de energía solar para cubrir las cargas térmicas del edificio, y demás aspectos energéticos en función del diseño que aquí se propone.

## 3.1. DATOS GENERALES

### 3.1.1. DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO

El edificio de viviendas, objeto de este proyecto, se construirá en la siguiente ubicación (figura 3.1):

C/ Pla d'Urgell, nº 14  
25230 Mollerussa (Lleida)



*Figura 3.1 Foto satélite de la ubicación del edificio.*

El edificio estará compuesto por un bloque de 8 plantas de viviendas en una sola escalera y 4 locales comerciales en la planta baja.

Las viviendas y locales tendrán el equipamiento que se describe en la tabla 3.1.

Planta	Vivienda	Divisiones
Baja	Local A	2 aseos
	Local B	2 aseos
	Local C	2 aseos
	Local D	2 aseos
1ª a 8ª	1	3 dormitorios, salón, cocina, 2 baños
	2	3 dormitorios, salón, cocina, 2 baños
	3	2 dormitorios, salón, cocina, 1 baño
	4	3 dormitorios, salón, cocina, 2 baños
	5	3 dormitorios, salón, cocina, 2 baños

*Tabla 3.1 Distribución y equipamiento del edificio.*

### 3.1.2. LEGISLACIÓN VIGENTE PARA ENERGÍA SOLAR

La legislación vigente para instalaciones de energía solar térmica se recoge en las siguientes disposiciones:

#### Normativa de aplicación

- Real Decreto 1218/2002, de 22 de noviembre por el que se modifica el Real Decreto 1751/1998 de 31 de julio, por el que se aprobó el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITE) y se crea la Comisión Asesora para Instalaciones Térmicas de los Edificios. **[RIT]**
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de Edificación (CTE). Especialmente el documento básico HE 4 “Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria”, el documento básico HS 4 en cuanto a la salubridad del suministro del agua, y la exigencia básica HE 2 “Rendimiento de la instalaciones térmicas” que establece que “Los edificios dispondrán de instalaciones térmicas apropiadas destinadas a proporcionar el bienestar térmico de sus ocupantes, regulando el rendimiento de las mismas y de sus equipos. Esta exigencia se desarrolla actualmente en el vigente Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, RITE, y su aplicación quedará definida en el proyecto del edificio”. **[CTE]**
- *Decret d’eficiència* 21/2006, de 14 de febrero, por el cual se regula la adopción de criterios ambientales y de eficiencia en los edificios. Aplicable en Catalunya. **[DEC]**
- Ordenanzas municipales reguladoras sobre captación de energía solar para usos térmicos de distintos ayuntamientos y localidades españolas. En el caso del presente proyecto, el ayuntamiento de Mollerussa no dispone de tal ordenanza.
- Real Decreto 891/1980 de 14 de abril del Ministerio de Industria y Energía, sobre homologación de los paneles solares y Orden de 20 julio de 1980 por las que se aprueban las Normas e Instrucciones Técnicas Complementarias para la homologación de captadores solares. **[HOM]**



- Reglamento de Aparatos a Presión 1244/79, Instrucción Técnica complementaria MIE-AP11. Reglamento de Recipientes a Presión (RAP). [RAP]

#### Normativa de consulta

- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura (PET-REV-enero 2009), redactado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). [IDA]
- UNE-EN 12975 Sistemas solares térmicos y componentes. Captadores solares. [EN5]
- UNE-EN 12977 partes 1 al 5. [EN7]
- UNE-EN 94002:2005 [EN2]
- UNE-EN 13203 [EN1]
- UNE 100155:1988 IN Climatización. Cálculos de vasos de expansión. [EN8]
- UNE 100171:1989 IN Climatización. Aislamiento térmico. Materiales y colocación. [EN9]
- UNE-EN-ISO 9488:2001 Energía solar. Vocabulario
- DIN 4757 Norma técnica partes 1, 2, 3 y 4. [DIN]

### **3.1.3. OBJETIVO DEL PROYECTO TÉCNICO**

La presente memoria tiene como objetivo establecer los requisitos que, desde un punto de vista técnico, debe cumplir la instalación de energía solar térmica destinada a la producción de ACS en el edificio. Estableciéndose de este modo, las características técnicas que deberán cumplir todos los elementos que compongan la instalación solar térmica: captadores solares, tuberías, aislamientos, vaso de expansión, bombas, fluido de trabajo (caloportador), válvulas, sistema de regulación y control, etc.

Asimismo el objetivo de este proyecto es el cálculo y justificación de la producción de ACS mediante energía solar térmica, dando cumplimiento a la normativa vigente.

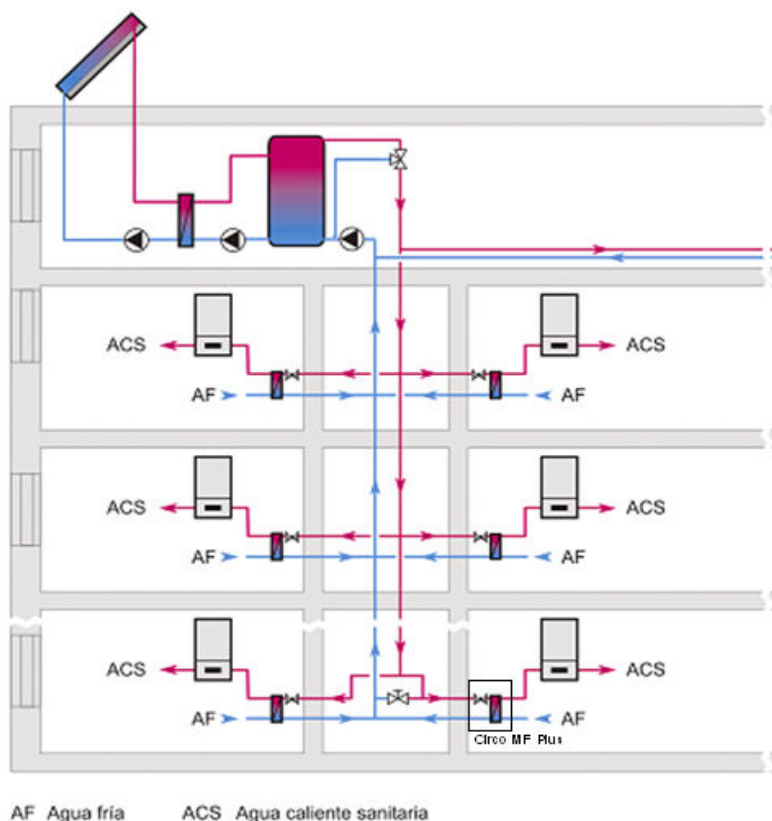
El sistema solar debe ser un elemento más de las instalaciones térmicas de los edificios y en ese sentido debe trabajar en sintonía con el resto de los equipos de confort térmico (calderas, termos eléctricos, etc.), buscando soluciones globales de ahorro energético y protección del medio ambiente.

### **3.2. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA**

En la selección del sistema idóneo para el acoplamiento de la instalación solar con la caldera mural por vivienda, objeto de este proyecto, se han de mantener los requisitos generales de acoplamiento solar a cualquier sistema convencional de producción de ACS. De manera que, la instalación solar se utilizará para precalentar el agua de red y la caldera mural completará el salto térmico requerido en caso de que el calentamiento solar no sea suficiente.

El sistema solar escogido para el presente proyecto es el de una instalación con campo de captadores comunitario y acumulación solar comunitaria distribuyendo al generador de calor de las viviendas, mediante un circuito hidráulico con recirculación y un

intercambiador de calor con válvula proporcional en cada vivienda, tal y como se muestra en la figura 3.2.



*Figura 3.2 Esquema de funcionamiento con intercambiador de calor en cada vivienda (fuente [3]).*

Para describir el sistema se van a desarrollar los siguientes puntos:

- Funcionamiento. Explicación de su funcionamiento, operación y control.
- Comparativa entre sistemas. Ventajas e inconvenientes asociados al esquema, frente a otras posibles opciones.
- Control del ahorro solar. Métodos de medida del consumo.
- Selección de componentes. Criterios a tener en cuenta en el diseño del sistema y en la elección de sus componentes.

### 3.2.1. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA SOLAR

En esta configuración los captadores solares transfieren su calor al acumulador central mediante un intercambiador de placas externo. El agua precalentada procedente del acumulador solar se distribuye a cada vivienda mediante una circuito de distribución con recirculación, a fin de lograr que esté disponible cuando se produzca el consumo en cualquiera de las viviendas.

La obtención del ACS se efectúa mediante el intercambio de calor en un equipo hidráulico de descarga térmica (*Wagner & Co CIRCO MF Plus*) en cada vivienda,

compuesto por un intercambiador de placas y una válvula de cuatro vías de apertura proporcional al caudal de demanda de ACS.

Con estos grupos hidráulicos de descarga térmica montados en cada vivienda, cuando se consume ACS, se logra tanto el máximo calentamiento del agua como el máximo enfriamiento del retorno al acumulador central, para evitar destruir la estratificación térmica del mismo y alimentar el captador con la mínima temperatura posible y por tanto haciéndolo funcionar al máximo rendimiento. Es importante que el intercambiador de estos grupos hidráulicos se seleccione con la potencia adecuada para cumplir dicho requisito, pues la elección de un intercambiador demasiado pequeño puede empeorar considerablemente el comportamiento de la instalación solar, al provocar un aumento de la temperatura de retorno al acumulador solar y, por tanto, una reducción significativa del rendimiento y de la fracción solar.

El ACS, si es necesario, se terminará de calentar mediante la caldera modulante mural individual instalada en cada vivienda conectada en serie con el equipo CIRCO MF Plus. Para evitar escaldaduras, la caldera instalada será modulante para ser capaz de regular su potencia y así mantener la temperatura de salida constante.

Para diseñar el circuito de distribución se han de tener en cuenta los coeficientes de simultaneidad de los consumos en las viviendas y que el agua que circula por el circuito de distribución no es agua sanitaria sino agua de calefacción en un circuito cerrado. El retorno del circuito debe entrar en la parte baja del acumulador solar para garantizar que se alimenta a los captadores solares a una temperatura lo más fría posible.

La separación de los circuitos de generación de calor y de consumo hace que este esquema sea intrínsecamente seguro contra la legionelosis, facilitándose además, el mantenimiento de la instalación solar y de las calderas, pues en caso de que la instalación solar necesite mantenimiento, no se precisa cortar o desviar el suministro de ACS en todas las viviendas para que las calderas tengan alimentación de agua.

Dado que el acumulador solar no contiene ACS, se utilizará como material del mismo el acero negro, de menor precio y mantenimiento que los acumuladores de ACS y no es tampoco necesaria la limitación de temperaturas para evitar deposiciones calcáreas. Por consiguiente, se puede aprovechar un amplio margen de temperaturas de trabajo del acumulador (hasta llegar a los 90 °C), lo que suele repercutir de manera positiva en el rendimiento de la instalación solar y permitir un volumen de acumulación más reducido.

Cabe comentar que, como en todo sistema de energía solar con acumulación comunitaria, los usuarios que requieran de ACS al mediodía o por la tarde se beneficiarán más del ahorro solar que los que lo requieran por la noche o a primera hora de la mañana, ya que en esas condiciones puede que el acumulador solar se haya descargado como consecuencia de los consumos del resto de vecinos.

### **Resumen de características de la configuración**

- En esta configuración se transfiere energía de una manera proporcional al consumo en cada vivienda, minimizando la temperatura de retorno al acumulador y maximizando, por tanto, la eficiencia de captación solar.
- No es necesario medir el consumo de agua precalentada en cada vivienda para repartir el gasto de agua, ya que no hay gasto de agua comunitaria.
- Al no ser agua de consumo en el acumulador solar ni en el circuito de distribución, se pueden utilizar acumuladores de acero negro, con las bombas y los demás elementos del circuito adecuados para circuitos de calefacción y no de ACS que son más caros.
- La temperatura máxima del acumulador solar puede ser superior a 60 °C, ya que no hay riesgo de incrustaciones si hay presencia de cal, puesto que el agua del sistema será de recirculación.
- El sistema solar no necesita protección antilegionela.
- Hay que tener especial cuidado en el diseño del circuito de distribución en función de las simultaneidades de consumo esperado de ACS. Habrá que definir: el caudal nominal, el diámetro de las tuberías, la protección contra escaldaduras, la bomba y su control, y el equilibrado hidráulico.

### **3.2.2. COMPARATIVA ENTRE SISTEMAS**

A continuación se ofrece un resumen de las ventajas e inconvenientes de este sistema escogido frente a las otras opciones de sistemas solares.

#### **Ventajas**

- Menor inversión inicial de la instalación térmica completa que en el caso de acumulación distribuida en cada vivienda (figura 3.3).
- Con respecto a la opción con contadores en cada vivienda (figura 3.4), la inversión inicial es inferior ya que el campo de captación es más pequeño en la opción escogida para el presente proyecto. Esto es debido a que podemos trabajar con la acumulación a mayor temperatura (por ser de inercia) y por lo tanto ser más eficiente.
- No se precisa el contador de agua precalentada en cada vivienda, necesario en el caso de la figura 3.4.
- Puede ser la opción más eficiente siempre que el intercambiador de calor en la vivienda sea lo suficientemente eficaz para que los captadores trabajen a un nivel de temperaturas lo más bajo posible.

- En este caso no hay que limitar la temperatura del acumulador a 60 °C para evitar incrustaciones calcáreas como en la opción de la figura 3.4.
- Los costes de los acumuladores de inercia son inferiores a los de los acumuladores de ACS debido a la menor presión nominal, y a que no tienen requisitos relativos ni de higiene ni de protección corrosiva.
- La acumulación distribuida (figura 3.3) siempre requiere mayores volúmenes que la acumulación centralizada y tiene muchas más pérdidas térmicas.
- Los acumuladores instalados en cada vivienda (figura 3.3) ocupan mayor espacio que los grupos hidráulicos de descarga térmica.
- Las labores de mantenimiento del acumulador solar en el sistema solar escogido, no requieren el corte de suministro de agua a las calderas.

### Limitaciones

- El coste del sistema solar puede ser superior al de la figura 3.4, en cambio inferior al de la figura 3.3 en todos los casos.
- El intercambiador del grupo hidráulico de descarga térmica ha de ser de gran potencia, con eficacias de diseño superiores al 80%, para no penalizar el rendimiento solar. Esto aumenta su coste.

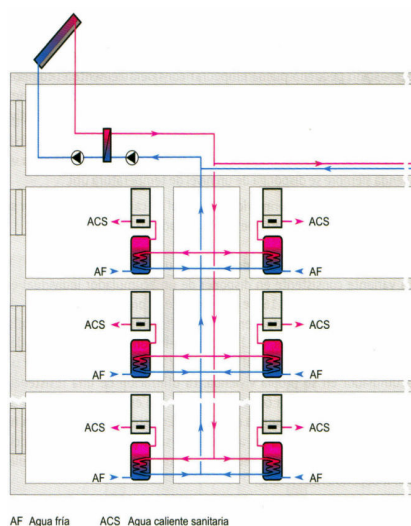


Figura 3.3 Acumulación distribuida en cada vivienda (fuente [3]).

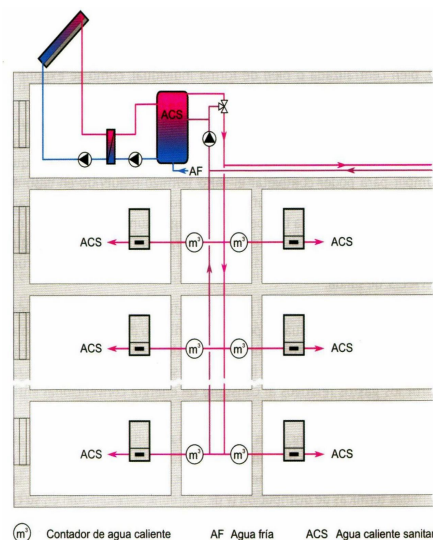


Figura 3.4 Acumulación centralizada con contador de agua en cada vivienda (fuente [3]).

### 3.2.3. CONTROL DEL AHORRO SOLAR

Un mecanismo para garantizar la calidad de las instalaciones solares, es que el usuario final conozca y exija el cumplimiento de los valores de ahorro que puede esperar de su instalación solar.

Para que el usuario esté informado del ahorro que está disfrutando, se instalará un calorímetro (figura 3.5) que medirá la energía térmica producida por la instalación solar.



Figura 3.5 Calorímetro (fuente[3]).

El calorímetro está formado por un caudalímetro (medidor de caudal) instalado en el retorno del circuito solar y dos sondas de temperatura, una conectada en la impulsión solar y otra en el retorno (véase en el capítulo 4 de planos el esquema de principio). Los mediciones del calorímetro serán procesadas por el equipo de regulación (Wagner & Co Sungo SXL) para obtener la expresión de la energía térmica, extraída de [4]:

$$E = m \cdot C_p \cdot (T_{imp} - T_{ret})$$

donde:

- $E$  es la energía térmica en el intervalo de tiempo dado, en *kcal* (1 kWh=860 kcal)
- $m$  es la masa en el intervalo de tiempo dado, en *l*
- $C_p$  es el calor específico del fluido , en *kcal/(l.°C)* (aproximadamente igual a 1)
- $T_{imp}$  es la temperatura de impulsión solar en el intervalo de tiempo dado, en *°C*
- $T_{ret}$  es la temperatura de retorno solar en el intervalo de tiempo dado, en *°C*

Se incluirá con el equipo de regulación un panel informativo donde se mostrará: la temperatura del campo de captadores, la energía térmica en kWh y las emisiones de CO2 evitadas, como se muestra en la figura 3.6.



Figura 3.6 Panel informativo de la regulación Sungo SXL (fuente [3]).

El valor de la energía servirá para cuantificar el ahorro solar y poder valorar, por comparación con el ahorro solar previsto, si es necesaria la revisión de la instalación en caso de que no se cumplan las expectativas.

El usuario encontrará en la documentación entregada con la instalación, el valor de diseño tanto de la energía ahorrada como de la cobertura solar.

### 3.3. CONFIGURACIÓN DE TSOL

Se mostrará a continuación y a lo largo de esta memoria, como configurar el sistema solar en el programa TSOL para obtener un informe energético en función de los parámetros introducidos.

Se seleccionará el esquema solar de los que dispone el programa que más se adecue a la instalación diseñada para este proyecto. Cabe señalar que, es de muy importante configurar adecuadamente cada componente del esquema para que difiera en lo mínimo con la instalación solar a implementar.

En la figura 3.7 se muestra el sistema seleccionado. Cada uno de los componentes indicados en la figura se detallará en los siguientes apartados de la memoria presente:

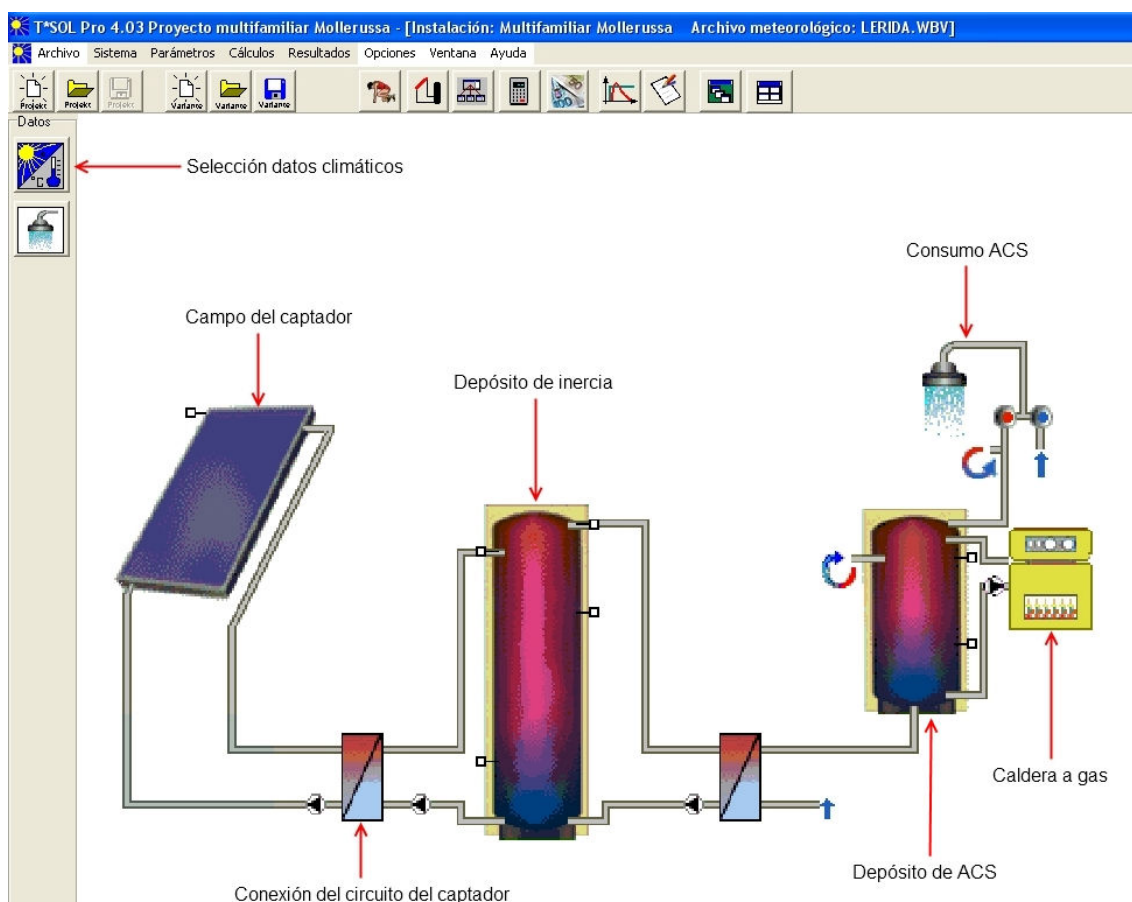


Figura 3.7 Sistema seleccionado en TSOL para su configuración.

- *Selección de datos climáticos*: se cargarán los datos climáticos de la provincia de Lleida de los archivos que dispone el programa.
- *Campo del captador*: su configuración se muestra en los apartados 3.5.1.1, 3.5.1.3, 3.5.1.4, 3.5.2.3 y 3.5.2.4 de la presente memoria.
- *Conexión del circuito del captador*: su configuración se muestra en los apartados 3.5.2.1, 3.5.2.2, 3.5.3.1 y 3.5.7.2.1.
- *Depósito de inercia*: su configuración se muestra en el apartado 3.5.4.
- *Depósito de ACS*: debido a que el sistema escogido para la instalación solar no dispondrá de acumulación ACS en cada vivienda, se deberá anular este componente de la simulación. El único modo de hacerlo es seleccionando sólo un depósito con un volumen de 5 litros (no permite un valor más pequeño) para minimizar su presencia, tal y como se muestra en la figura 3.8:

Figura 3.8 Anulación del depósito de ACS individual para cada vivienda en T-SOL.

- *Caldera a gas*: su configuración se muestra en el apartado 3.5.5.
- *Consumo ACS*: su configuración se muestra en los apartados 3.4.4, 3.5.6.4 y 3.5.7.2.2.

### 3.4. DEMANDA DE ENERGÍA TÉRMICA

Este punto es de suma importancia puesto que una mala estimación de las necesidades energéticas provocará un mal dimensionado y por tanto, una menor eficiencia de la instalación. Se trata de encontrar un equilibrio entre la mayor sustitución de energía auxiliar posible y el control de la sobreproducción en los meses de mayor irradiación, cumpliendo así con la normativa.



El cálculo resultante de este apartado definirá el total de energía que hará falta para calentar el ACS necesario diariamente, mensualmente y anualmente en la edificación. Partiendo de estos datos, se dimensionará el sistema de energía solar para que cubra una fracción porcentual (cobertura solar) de esta demanda energética igual o superior a la exigida por la normativa.

Los factores que influyen en el cálculo de la demanda de energía térmica para producción de ACS son:

- La temperatura de uso del ACS.
- La temperatura de entrada de agua fría de la red.
- La demanda de ACS.

### 3.4.1. TEMPERATURA DE USO

El valor de consumo de agua va asociado a una determinada temperatura de uso. Con objeto de satisfacer las necesidades energéticas de los usuarios, reducir el riesgo de escaldaduras de estos y disminuir el consumo de energía térmica, la temperatura del agua caliente en los puntos de consumo ha de ser muy similar a la temperatura de uso.

En este proyecto no se considerará como temperatura media de uso 60°C, tal y como indica la normativa, pues es una temperatura demasiado alta y puede originar escaldaduras en el usuario. En vez de este valor, se tomará una temperatura de **50°C** con objeto de referir todos los datos de consumo a esta única temperatura a efectos de cálculo.

No se incumplirá la normativa pues, se adaptará la demanda de ACS a la nueva temperatura con el procedimiento que se indica en [CTE] (véase apartado 3.4.3, expresión (2)).

### 3.4.2. TEMPERATURA DE ENTRADA DE AGUA FRÍA

Debido a que no se dispone de una certificación por parte de la entidad suministradora de agua potable de los datos de temperatura del agua fría en la red de distribución en los diferentes meses del año, se cogerán como valores los suministrados por [EN2]. En este caso en concreto, para la provincia de Lleida, corresponden a los de la tabla 3.2.

Provincia	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
Lleida	7	9	10	12	15	18	20	19	18	14	10	7	13,3

*Tabla 3.2 Temperatura media del agua fría de la red general, en °C (fuente [EN2]).*

### 3.4.3. CÁLCULO DE LA DEMANDA DE ACS

Las diferentes normativas aplicables a este proyecto, establecen unos valores unitarios de litros de ACS por día en viviendas multifamiliares, que deben ser considerados para el cálculo del consumo por persona y día:

CTE [CTE]	Decret d'eficiència [DEC]	Ordenanza municipal
22 litros persona/día a 60°C	28 litros persona/día a 60°C	No hay establecida una ordenanza municipal solar para la población de Mollerussa.

La demanda de ACS que se considerará a efectos de dimensionado de la instalación solar térmica para este edificio, será el determinado según los cálculos correspondientes al [DEC], que es el más restrictivo de las diferentes normativas.

Los criterios de determinación de la demanda de ACS del [DEC] para viviendas multifamiliares son 28 litros por persona y día a 60°C. Además hay que tener en cuenta que tenemos cuatro locales comerciales que entran en el cómputo como vestuarios o duchas colectivas con un consumo de 20 litros por persona y día a 60°C.

El cálculo del número de personas se hará utilizando como valores mínimos los que se relacionan en la tabla 3.3 en función del número de habitaciones:

Núm. habitaciones	Un único espacio	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h
Núm. de personas	1,5	2	3	4	6	7	8	9

Tabla 3.3 Cálculo del número de personas en función de habitaciones (fuente [DEC]).

Teniendo en cuenta que el edificio consta de 8 plantas con 5 viviendas por planta, más cuatro locales comerciales, el cálculo de la demanda diaria es:

$$5 \text{ viviendas} \times \text{planta} \left\{ \begin{array}{l} 4 \text{ viviendas de 3 habitaciones} \Rightarrow 16 \text{ personas} \\ 1 \text{ vivienda de 2 habitaciones} \Rightarrow 3 \text{ personas} \end{array} \right\} = 19 \text{ personas} \times \text{planta}$$

$$\Rightarrow 19 \text{ personas} \times 8 \text{ plantas} = 152 \text{ personas}$$

$$\Rightarrow 152 \text{ personas} \times 28 \text{ litros / persona} = 4256 \text{ litros}$$

$$\Rightarrow 4256 \text{ litros} + [(4 \text{ locales} \times 1,5 \text{ personas}) \times 20 \text{ litros / persona}] =$$

$$= 4376 \text{ litros / día a } 60^\circ \text{C} = \text{Demanda diaria total de ACS}$$

El cálculo se ha hecho en base a una temperatura de uso de 60°C. Para encontrar su equivalencia a 50°C, temperatura considerada en este proyecto, se recurrirá al procedimiento que se indica en [CTE]:

$$D(T) = \sum_{i=1}^{12} D_i(T) \quad (1)$$

$$D_i(T) = D_i(60^\circ C) \cdot \left( \frac{60 - T_i}{T - T_i} \right) \quad (2)$$

donde:

$D(T)$  es la demanda de ACS anual a la temperatura de uso ( $50^\circ C$ ) en litros  
 $D_i(T)$  es la demanda de ACS para el mes  $i$  a la temperatura de uso en litros  
 $D_i(60^\circ C)$  es la demanda de ACS para el mes  $i$  a la temperatura de  $60^\circ C$  en litros  
 $T$  es la temperatura de uso en  $^\circ C$   
 $T_i$  es la temperatura media del agua fría en el mes  $i$  en  $^\circ C$

Teniendo en cuenta que el consumo mensual a  $60^\circ C$  es el que se indica en la tabla 3.4:

Mes	Consumo mensual en litros a $60^\circ C$
Enero	135.656
Febrero	122.528
Marzo	135.656
Abril	131.280
Mayo	135.656
Junio	131.280
Julio	135.656
Agosto	135.656
Septiembre	131.280
Octubre	135.656
Noviembre	131.280
Diciembre	135.656

Tabla 3.4 Consumo mensual en litros a la temperatura de  $60^\circ C$

Se obtiene, a partir de (1) y (2), una demanda de ACS anual a  $50^\circ C$  de:

$$D(T) \approx 2044 \text{ m}^3$$

Y diaria a de:

$$D_{diaria}(T) = \frac{2044 \text{ m}^3}{365} \approx 5,6 \text{ m}^3$$

### 3.4.4. CÁLCULO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA

El cálculo de la demanda energética necesaria para la preparación del ACS, en función del consumo, se realizará con TSOL.

Se introducirá en *Consumo ACS* de TSOL: las temperaturas de entrada de agua fría, correspondientes a los meses de febrero y agosto, la temperatura deseada de uso y el consumo diario calculado, tal y como se muestra en la figura 3.9.

Figura 3.9 Introducción de variables de consumo ACS en T-SOL.

La gráfica resultante de la simulación se muestra en la figura 3.10, obteniendo una demanda energética anual de  $DE_{ANUAL} = 85439 \text{ kWh/año}$ .

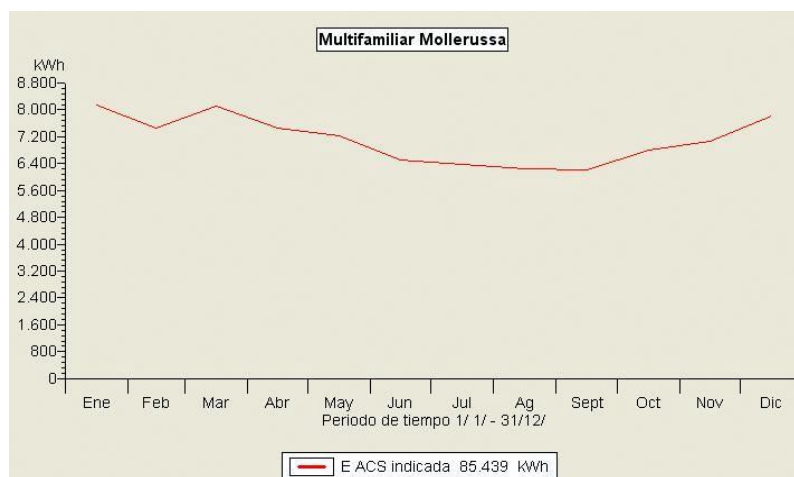


Figura 3.10 Demanda energética anual representada con T-SOL

En la tabla 3.5 se muestra la demanda energética mensual:

Mes	Demanda energética [KWh/mes]
Enero	8.151
Febrero	7.455
Marzo	8.101
Abril	7.473
Mayo	7.218
Junio	6.507
Julio	6.374
Agosto	6.262
Septiembre	6.214
Octubre	6.806
Noviembre	7.076
Diciembre	7.803

Tabla 3.5 Demanda energética mensual (datos obtenidos con T-SOL).

### 3.4.5. ENERGÍA MÍNIMA A APORTAR POR LA ENERGÍA SOLAR

Según el [DEC] aplicado en este proyecto, la población en la que se encuentra el edificio objeto de este proyecto pertenece a la zona climática IV. Teniendo en cuenta que, la demanda total de ACS por día no excede de 5000 litros a una temperatura de uso de 60°C y que el sistema de energía auxiliar del que está dotado el edificio será gas natural mediante calderas individuales, la energía mínima a aportar por la energía solar, es decir la cobertura solar, debe ser del **60 %** respecto a la demanda energética total.

## 3.5. ESTUDIO TÉCNICO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR

### 3.5.1. SUBCONJUNTO DE CAPTACIÓN

En este proyecto se hará uso de un modelo de captador plano debido a que cumple con las siguientes características:

- Elevada durabilidad.
- Facilidad de montaje (en tejado, integrado en la cubierta, en fachada, etc.).
- Buena relación calidad/precio en comparación con otros captadores.
- Comportamiento adecuado a las temperaturas de aplicación (calentamiento de ACS) a la que está destinada este sistema solar.
- Coste inferior a otros captadores más complejos como el de tubo de vacío.

Tal como se indica en [CTE], el captador seleccionado deberá poseer la certificación emitida por el organismo competente en la materia según lo regulado en [HOM].

Los captadores que integren la instalación serán del mismo modelo, tanto por criterios energéticos como por criterios constructivos, según [CTE].

Los captadores tendrán un coeficiente global de pérdidas, referido a la curva de rendimiento en función de la temperatura ambiente y la temperatura en el captador, menor de  $10 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ , según los coeficientes definidos en la normativa vigor [CTE].

#### 3.5.1.1. Especificaciones técnicas del modelo de captador a utilizar

El captador seleccionado para el presente proyecto cumple con las especificaciones técnicas mencionadas por el [CTE]. El modelo es el EURO C20 AR de la casa *Wagner & Co* (figura 3.11), cuya calidad está certificada por el Ministerio de Industria con contraseña NPS-1904.

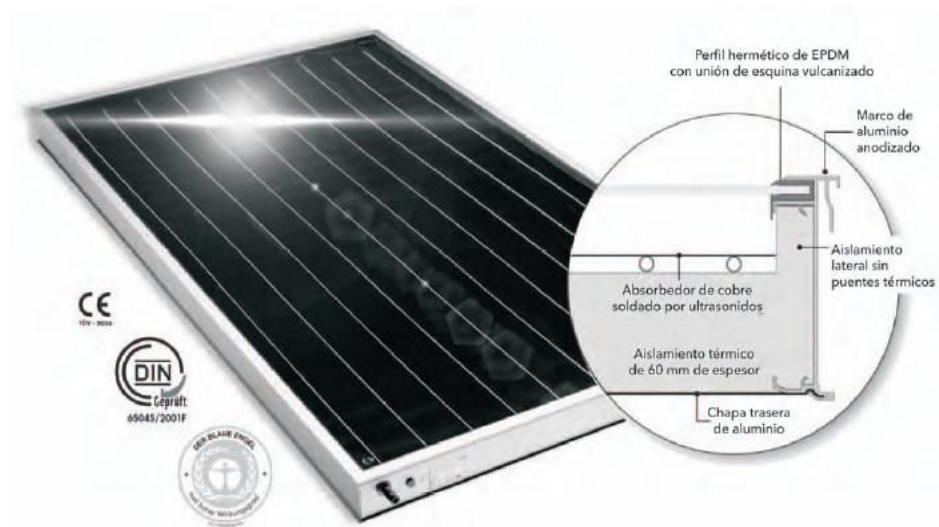


Figura 3.11 Captador EURO C20 AR, (fuente [3]).

Las especificaciones técnicas del modelo, extraídas del ensayo suministrado por *Wagner & Co* y disponible en el CD junto al proyecto, son:

<b>Rendimiento óptico</b>	$\eta_0 = 85.4\%$
<b>Pérdidas caloríficas</b>	$a_1 = 3.37 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ $a_2 = 0.0104 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^2)$
<b>Capacidad calorífica</b>	$C = 4,68 \text{ kJ}/\text{m}^2 \text{K}$
<b>Superficie del captador</b>	Superficie de apertura $2,37 \text{ m}^2$ Superficie bruta $2,61 \text{ m}^2$

Se introducirán estos parámetros en *Campo del captador* de T-SOL para su posterior simulación, tal y como se muestra en la figura 3.12:

Figura 3.12 Introducción de parámetros del captador en TSOL.

En la figura 3.13 se muestra la curva de rendimiento para este captador en función de  $T_m - T_a$ , con una irradiancia de  $800 \text{ W}/\text{m}^2$ :

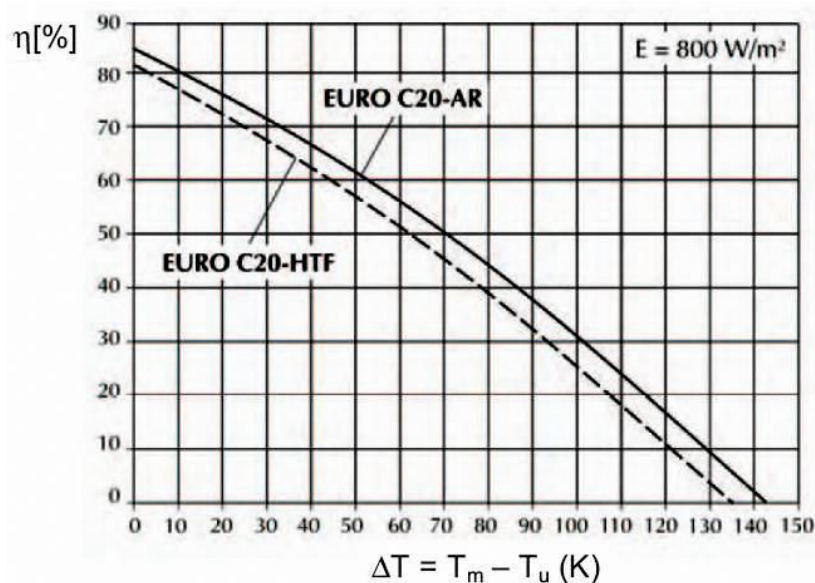


Figura 3.13 Curva de rendimiento del EURO C20 AR (fuente [3]).

El resto de características del captador se detallan a continuación:

- El vidrio solar de este captador es antirreflexivo con lo que se consigue una alta transmitancia,  $\tau$ .
- El absorbedor selectivo recubierto en vacío minimiza la radiación emitida y tanto el aislamiento térmico trasero de 60 mm de espesor como el aislamiento lateral, sin huecos, minimizan las pérdidas de calor.
- El marco de perfil es de aluminio anodizado, la pared trasera de chapa de aluminio y el perfil hermético es de EPDM con unión de esquina vulcanizada, evitando así posibles cuarteos como pasa en materiales siliconados. El absorbedor de cobre está soldado por ultrasonidos con el circuito hidráulico, aumentando la transmisión de calor que por soldadura convencional.
- El caudal mínimo de trabajo al que puede funcionar este captador es de 20 l/h por metro cuadrado de captación.
- Debido a su configuración en parrilla doble en la placa del absorbedor, tal y como se muestra en la figura 3.14, la presión necesaria en cada uno de los tubos del circuito hidráulico será menor y por lo tanto, se podrá trabajar con caudales bajos. Esto se traducirá en una mejor estratificación en el acumulador solar, aumentando así la eficiencia global de la instalación, y una reducción en costes: diámetros de tuberías más pequeños, menos aislamientos y bombas e intercambiadores más pequeños.

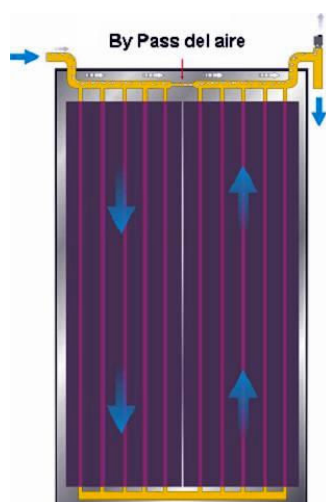


Figura 3.14 Configuración en parrilla doble en la placa del absorbedor del EURO C20 AR (fuente [3]).

### 3.5.1.2. Pérdidas de carga en el captador

En la figura 3.15, curvas suministradas por el fabricante, se muestran las pérdidas de carga en función del caudal y el número de captadores conectados en serie:

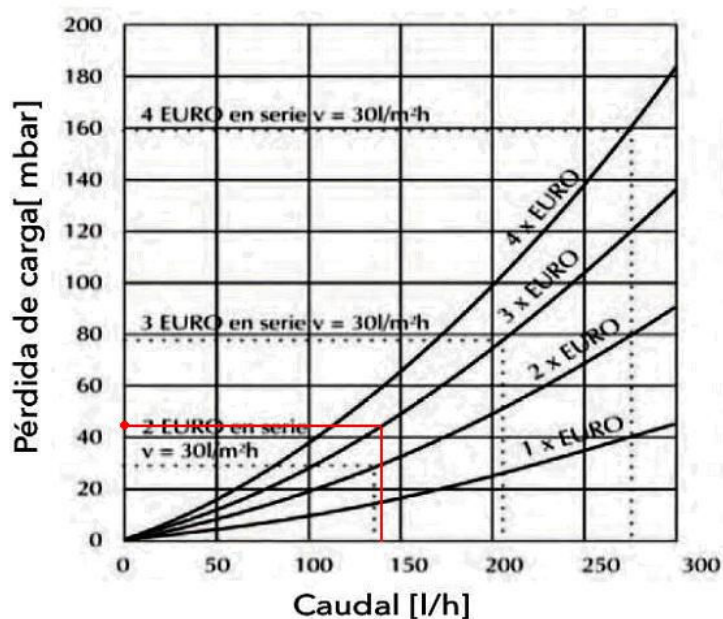


Figura 3.15 Pérdida de carga del EURO C20 AR en función del caudal y el número de captadores conectados en serie. Líquido caloportador: 40% glicol/60% agua a 30°C (fuente [3]).

Para la zona climática en la que se encuentra el edificio, el [CTE] estipula que se pueden conectar en serie hasta 8  $m^2$  de captación útil. Teniendo en cuenta que cada captador tiene una superficie de apertura de 2,39  $m^2$ , sólo se podrán conectar en serie tres captadores.



Por lo tanto, la mayor pérdida de carga posible en los captadores para este proyecto será para tres conectados en serie, con un caudal de diseño de  $20 \text{ l/h}$  por  $\text{m}^2$  de captación solar. De manera que, el caudal que circulará por estos tres captadores se obtendrá multiplicando el caudal de diseño por la superficie total de captación útil, tal y como se muestra en la expresión siguiente extraída de [4]:

$$Q = 20 \text{ l/(h} \cdot \text{m}^2) \cdot 2,39 \text{ m}^2 \cdot 3 \text{ captadores} = 143,4 \text{ l/h}$$

Con el caudal resultante se puede deducir de la figura 3.15 que, las pérdidas de carga máximas debidas al captador serán de  $45 \text{ mbar}$  o lo que es lo mismo  $0,45 \text{ m.c.a.}$ .

### 3.5.1.3. Cálculo de la superficie del campo de captación

El proceso de selección de la superficie de captación solar se realiza siguiendo los pasos que se indican a continuación:

- En primer lugar, debe calcularse la demanda energética del edificio en función del consumo de ACS, tal y como se ha descrito en el apartado 3.4.
- Debe definirse el grado de cobertura solar, tal y como se ha indicado en el apartado 3.4.5.
- Finalmente se realizan diversos cálculos de la producción energética de la instalación solar con diferentes superficies de captación. Para ello se tendrán en cuenta diferentes factores de diseño, entre los que destacan:
  - Las características del captador empleado.
  - Diseño del sistema solar (tipo de circuito, acumulación, caudales de trabajo, etc.).
  - Datos climáticos (radiación solar y temperaturas ambiente).
  - Orientación, inclinación y sombras del campo de captación.

Como resultado del cálculo energético se obtiene la producción solar esperada y la cobertura solar del sistema. La superficie de captación elegida será aquella que proporcione la cobertura solar definida.

De entre los diversos métodos de cálculo existentes se deberán elegir, como indica [CTE], aquellos que procedan de entidades de reconocida solvencia y estén suficientemente avalados por la experiencia práctica.

El tamaño y complejidad de la instalación solar será determinante para considerar un método de cálculo simplificado que no requiere gran nivel de detalle para la definición de las bases de cálculo, y que en consecuencia sea relativamente fácil de usar, o bien un método más detallado en el que se realice el estudio de un modelo de la instalación con todos sus componentes y se simule el comportamiento energético de la misma con amplios detalles. Este último es el considerado para el presente proyecto mediante la simulación del sistema solar con el programa TSOL.

Como ejemplo de uno de dichos métodos de cálculo simplificado, se describirá resumidamente el de las curvas  $f$  (F-Chart) que se encuentra en [IDA].

Su aplicación sistemática consiste en identificar las variables adimensionales,  $D_1$  y  $D_2$ , del sistema solar y utilizar la simulación de funcionamiento mediante F-Chart, para dimensionar las correlaciones entre estas variables y el rendimiento medio del sistema para un período de tiempo.

La ecuación utilizada en este método es, siendo  $f$  la fracción de la carga calorífica mensual aportada por el sistema:

$$f = 1,029D_1 - 0,065D_2 - 0,245D_1^2 + 0,0018D_2^2 + 0,0215D_1^3 \quad (1)$$

La secuencia que suele seguirse en el cálculo es la siguiente:

- Cálculo de la radiación solar mensual incidente sobre la superficie inclinada de los captadores.
- Cálculo del parámetro  $D_1$ : expresa la relación entre la energía absorbida por el captador y la demanda energética mensual:

$$D_1 = \frac{EA_{\text{mensual}}}{DE_{\text{mensual}}} \quad (2)$$

La energía absorbida por el captador viene dada por la siguiente expresión:

$$EA_{\text{mensual}} = S \cdot F_R(\tau\alpha) \cdot R \cdot N \quad (3)$$

donde:

$S$	superficie de captación en $m^2$
$F_R(\tau\alpha)$	factor adimensional de eficiencia en función de la transmitancia y la absorptancia del captador.
$R$	radiación diaria media mensual incidente sobre la superficie de captación por unidad de área, en $kJ / m^2$
$N$	número de días del mes.

- Cálculo del parámetro  $D_2$ : expresa la relación entre la energía perdida por el captador y la demanda energética mensual:

$$D_2 = \frac{EP_{\text{mensual}}}{DE_{\text{mensual}}} \quad (4)$$

La energía perdida por el captador viene dada por la siguiente expresión:

$$EP_{\text{mensual}} = S \cdot F_R' U_L (100 - T_a) \cdot \Delta t \cdot K_1 \cdot K_2 \quad (5)$$

donde:

$$F_R' U_L = F_R U_L (F_R' / F_R)$$

$S$	superficie de captación en $m^2$
$T_a$	temperatura ambiente mensual
$\Delta t$	período de tiempo considerado en segundos
$K_1$	factor de corrección por almacenamiento
$K_2$	factor de corrección para ACS que relaciona las diferentes temperaturas

- Obtención de  $f$  a partir de (1). De esta forma, la energía útil captada cada mes,  $EU_{mensual}$ , tiene el valor:

$$EU_{mensual} = f \cdot DE_{mensual} \quad (6)$$

- Mediante igual proceso operativo que el desarrollado para un mes, se operará para todos los meses del año. De manera que a partir de (6), la cobertura solar anual que la superficie de captadores  $S$  nos proporcionará, será:

$$Cobertura\ solar\ anual = \frac{\sum_1^{12} EU_{mensual}}{\sum_1^{12} DE_{mensual}} \quad (7)$$

En el caso que la cobertura solar anual obtenida no sea satisfactoria, los cálculos se deberán repetir hasta obtener una superficie de captación  $S$  que satisfaga la condición establecida.

Como se ha comentado anteriormente, el método de cálculo de la superficie de captación en este proyecto será mediante la simulación del sistema solar con el programa TSOL.

La cobertura obtenida para un campo de captación de **20 captadores EURO C-20 AR** es **60,2 %**. Los detalles energéticos de la simulación se adjuntan en el apartado 3.6 *Informe energético y ambiental*.

Se introducirá en *Campo del captador* de T-SOL el número de captadores, tal y como se muestra en la figura 3.16.

Figura 3.16 Introducción de número de captadores en T-SOL.

### 3.5.1.4. Orientación, inclinación, sombras y disposición del campo de captación

La ubicación física del campo de captadores estará localizada en la cubierta plana del edificio. Dada la configuración de la cubierta, la situación de los captadores será la expuesta en el plano 4.2. Planta cubierta.

En la figura 3.17 se muestra el conexionado serie-paralelo del campo de captación formado por 20 EURO C20 AR.

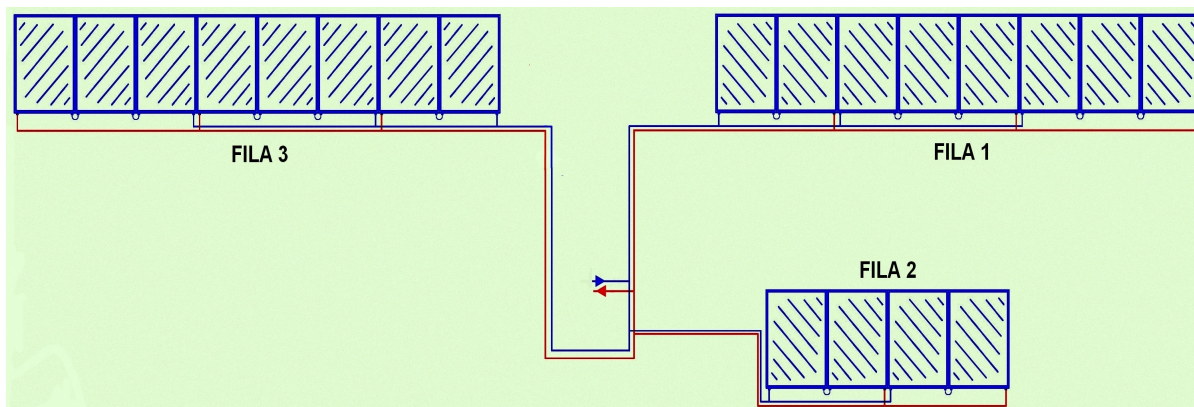


Figura 3.17 Conexionado serie-paralelo del campo de captación.

Los captadores estarán dispuestos en tres filas de la siguiente manera:

- Fila 1: 2 baterías de 3 captadores en serie y 1 batería de 2 captadores en serie.
- Fila 2: 2 baterías de 2 captadores en serie.
- Fila 3: idem fila 1.

La orientación o azimuth del campo de captadores ( $\alpha$ ) respetará las líneas principales de la edificación, siendo ésta de  $0^\circ$  Sur. Esta orientación es la más óptima para conseguir una máxima irradiancia, tal y como se muestra en la figura 3.18.

La inclinación del campo de captadores será de  $40^\circ$ , es decir, prácticamente el valor de la latitud del emplazamiento. Este valor es el recomendado por el fabricante para favorecer la captación en invierno.

Con lo que se tendrá:

<b>Azimut</b>	0° Sur puro
<b>Inclinación</b>	$40^\circ$
<b>Latitud</b>	$41,7^\circ$

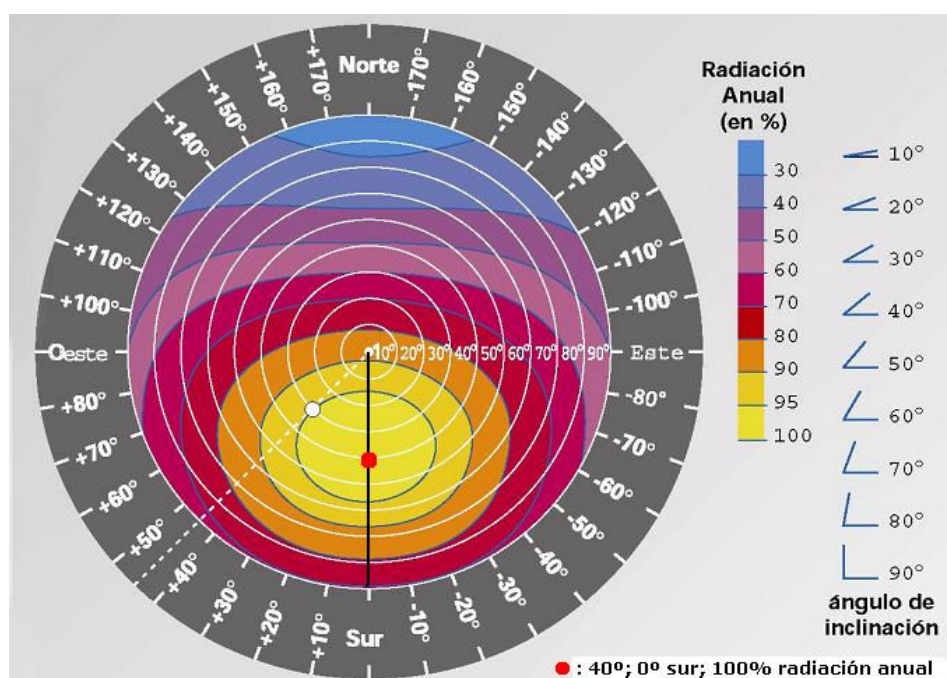


Figura 3.18 Carta de porcentaje de disponibilidad solar con respecto a la orientación e inclinación óptima. La orientación (azimut o  $\alpha$ ) viene dada por los valores en la corona y la inclinación por los círculos concéntricos (fuente [IDA]).

Se introducirán en *Campo del captador* de TSOL los ángulos de inclinación y azimut (figura 3.19).

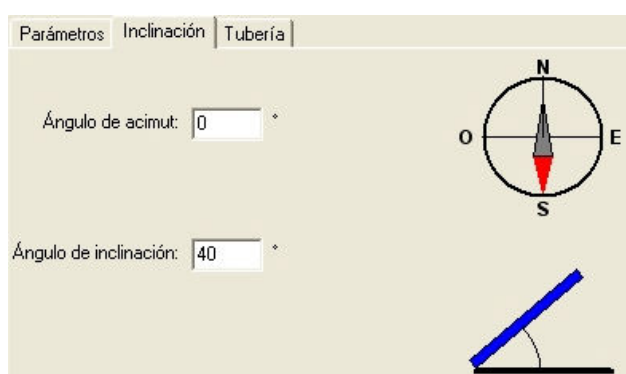


Figura 3.19 Introducción de ángulos del campo de captadores en T-SOL.

Los captadores deberán separarse lo máximo posible de los obstáculos próximos que puedan proyectar sombras sobre ellos, tales como: los muros envolventes del edificio, chimeneas de ventilación, sala técnica y otras filas de captadores. Las pérdidas de radiación solar que se deriven de proyecciones de sombras en los captadores no serán superiores al 10 % [CTE].

A fin de evitar el sombreado provocado por la primera fila de captadores en el mediodía del solsticio de invierno (21 de diciembre, día más desfavorable del año), la distancia  $b$  (figura 3.20) necesaria se ha de calcular de la siguiente manera [1]:

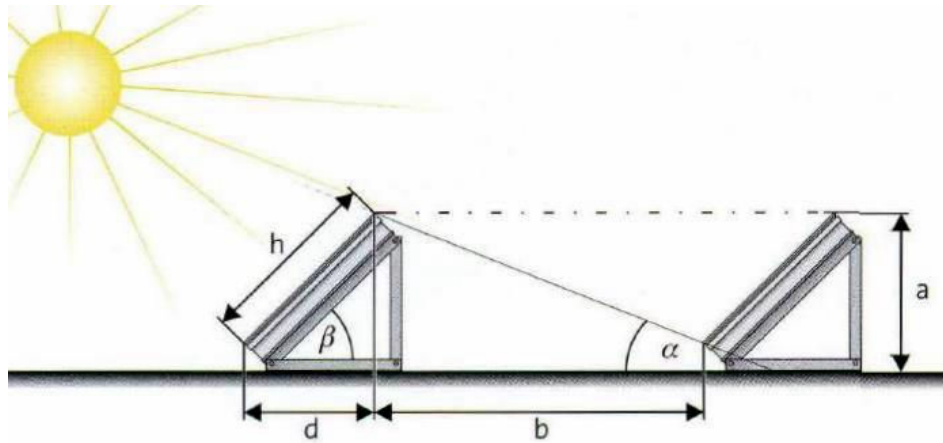


Figura 3.20 Distancia entre filas de captadores para evitar sombras (fuente [1]).

$$b = \frac{a}{\tan \alpha} \quad (1)$$

Donde:

$$\alpha = 90^\circ - ABS(latitud) - 23,5^\circ (\text{solsticio invierno}) = 90^\circ - 41,7^\circ - 23,5^\circ = 24,8^\circ \quad (2)$$

$$a = h \cdot \sin 40^\circ = 2,151 \cdot \sin 40^\circ = 1,383 \text{ m} \quad (3)$$

Por tanto la distancia que se guardará entre filas será, sustituyendo en (1) los resultados de (2) y (3):

$$b = \frac{a}{\tan \alpha} \approx 3 \text{ m}$$

Para evaluar las pérdidas que se producirán por sombras insalvables, debido a la arquitectura de la cubierta del edificio, se podrá utilizar el procedimiento manual, que indica [CTE] en el diagrama de la figura 3.21, con la representación del perfil de objetos que producen sombra. En él se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año. Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de este) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,... D14) que están anexadas con unas tablas de referencia.

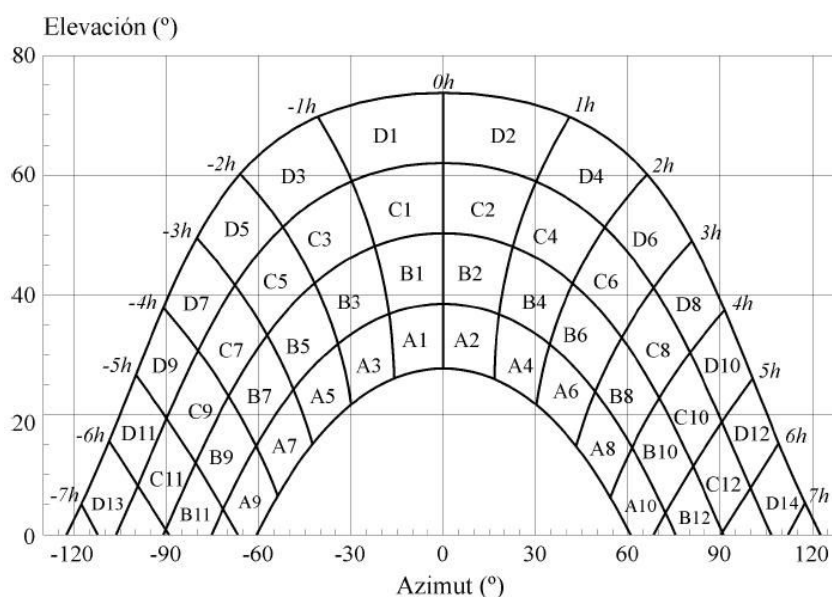


Figura 3.21 Diagrama de trayectorias del Sol (fuente [CTE]).

En el caso de este proyecto, el perfil de los objetos será introducido en T-SOL directamente para que calcule las sombras automáticamente. Para ello se considerarán los objetos susceptibles de provocar sombras debido a su altura y proximidad a los captadores.

En este caso se ha determinado, una vez posicionado el campo de captadores, que el único objeto que puede provocar sombras es la sala técnica de la cubierta. Para dibujar su perfil en T-SOL, en el diagrama de trayectorias del Sol se introducirán los siguientes valores:

- Altura a partir del captador: diferencia de alturas entre la sala técnica y la altura  $a$  de la figura 3.18, siendo 1.91 metros. Se tomará un valor al alza de 2 metros.
- Ancho: se introducirá el ancho de la sala técnica, siendo 6,5 metros.
- Distancia: se introducirá la distancia entre la sala técnica y el captador más cercano a ésta. La distancia es de 3,61 metros.
- Azimut: estando los captadores orientados a  $0^\circ$  y habiendo baterías de captadores en los dos lados de la sala técnica, guardando las mismas distancias con ésta, deberemos introducir dos perfiles: uno a  $90^\circ$  (oeste) y otro a  $-90^\circ$  (este).

En la figura 3.22 se muestra en T-SOL el perfil de la sala técnica, provocando sombras en la cara oeste y este, una vez introducido los parámetros en *Campo del captador* de T-SOL.

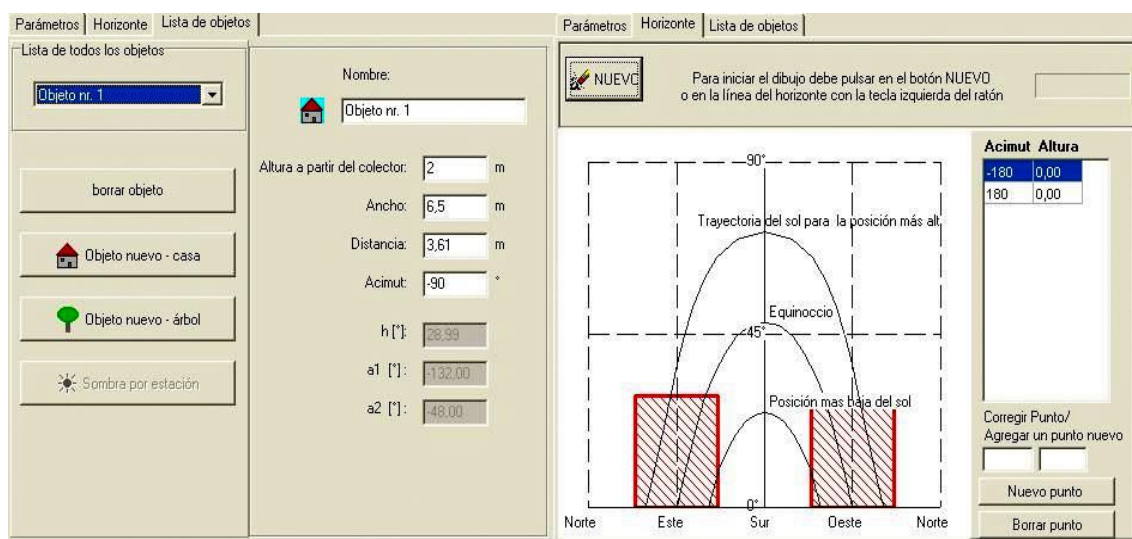


Figura 3.22 Introducción de sombras en T-SOL.

Las pérdidas de radiación anual sobre el captador obtenidas son inferiores al 10%, como se indica en [CTE], con un valor por m<sup>2</sup> de captación de:

Sin sombra	Con sombra
1741.17 kWh/m <sup>2</sup>	1637.16 kWh/m <sup>2</sup>

### 3.5.1.5. Estructuras de soporte

Las estructuras de soporte del campo de captadores serán suministradas por el mismo fabricante de los captadores, *Wagner & Co.*

Cada batería de captadores tendrá su propia estructura. Éstas serán escuadras de perfiles de aluminio con posibilidad de variar a 40° el ángulo de inclinación (figura 3.23).

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de captadores, cumple las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los captadores o al circuito hidráulico. [CTE]

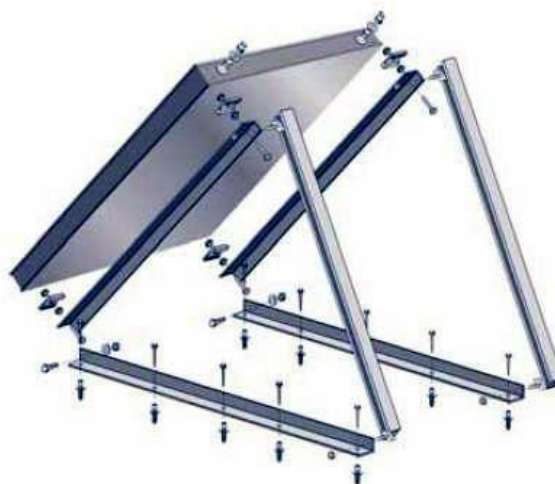


Figura 3.23 Estructura para cubierta plana del EURO-C20 AR (fuente [3]).



A fin de no perforar la cubierta del edificio con el anclaje de las estructuras, pues se podrían originar infiltraciones de agua, se construirán bloques de hormigón armado que garanticen la total sujeción de la batería de captadores en situaciones de viento.

Los bloques de hormigón armado tendrán unas dimensiones de 20x20 cm y se anclará en cada uno un perfil de aluminio con tornillos de sujeción. Por cada bloque se abrirán en la parte inferior de contacto con la cubierta dos pasos para desagüe, con la finalidad de evitar posibles estancamientos de agua.

### **3.5.2. CIRCUITO PRIMARIO SOLAR**

#### **3.5.2.1. Fluido caloportador**

El fluido caloportador utilizado en este proyecto será una mezcla de agua con propilenglicol (anticongelante), cumpliendo con las especificaciones reflejadas en el [CTE]:

El fluido de trabajo tendrá un *pH* entre 5 y 9 a 20°C, y un contenido en sales que se ajustará a los señalados en los puntos siguientes:

- la salinidad del agua del circuito primario no excederá de 500 mg/l totales de sales solubles. En el caso de no disponer de este valor se tomará el de conductividad como variable limitante, no sobrepasando los 650  $\mu S/cm$ ;
- el contenido en sales de calcio no excederá de 200 mg/l, expresados como contenido en carbonato cálcico;
- el límite de dióxido de carbono libre contenido en el agua no excederá de 50 mg/l.

Para calcular la concentración y las características del propilenglicol en la mezcla con agua hemos de recurrir de nuevo al [CTE], en el apartado de protección contra heladas:

La instalación estará protegida, con un producto químico no tóxico cuyo calor específico no será inferior a 3 kJ/kg K, en 5°C por debajo de la mínima histórica registrada con objeto de no producir daños en el circuito primario de captadores por heladas. Adicionalmente este producto químico mantendrá todas sus propiedades físicas y químicas dentro de los intervalos mínimo y máximo de temperatura permitida por todos los componentes y materiales de la instalación.

El anticongelante escogido para este proyecto es el DC20 suministrado por *Wagner & Co*, el cual cumple con la normativa mencionada.

Teniendo en cuenta que la temperatura mínima registrada en Mollerussa es de -11°C (datos según [IDA]) y que a este valor hay que sumarle -5°C, calcularemos la cantidad de anticongelante basándonos en la figura 3.24:

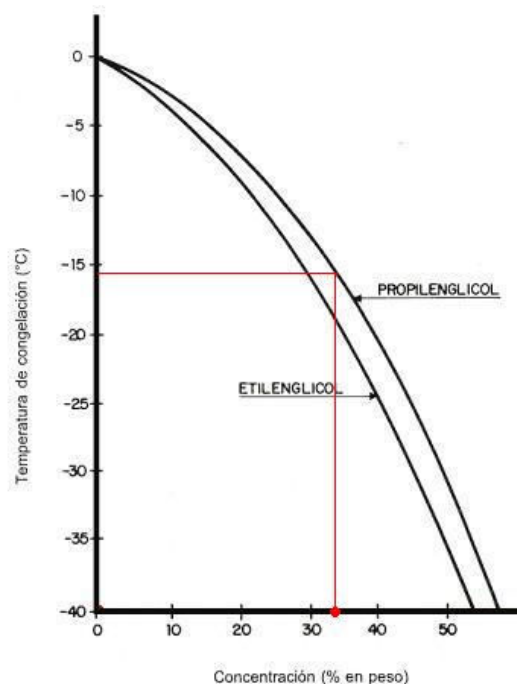


Figura 3.24 Cálculo de concentración de propilenglicol en % en la mezcla de agua según la temperatura de la zona (fuente [3]).

Por tanto, el fluido caloportador que circulará por la totalidad del circuito primario contendrá una concentración de anticongelante DC20 del **33%** en la mezcla de agua.

Se introducirá en *Conexión del circuito del captador* de T-SOL el tanto por ciento de la mezcla (figura 3.25).

La interfaz muestra un formulario para configurar el fluido. En la sección 'Fluido', hay dos opciones: 'Agua' (desseleccionada) y 'Agua - Glicol' (seleccionada). Junto a 'Agua - Glicol' hay un campo de texto con el valor '33' y un símbolo de porcentaje '%'. A la derecha, se indica 'Glicol'. En la parte inferior, se muestra 'Capacidad térmica específica resultante:' seguida de un campo con el valor '3691,6' y la unidad 'Ws/kg/K'.

Figura 3.25 Introducción de la mezcla del fluido caloportador en T-SOL.

### 3.5.2.2. Caudal del circuito primario

El caudal del circuito primario se determinará de acuerdo de las especificaciones del fabricante de captadores como consecuencia del diseño de su producto, como así se señala en [RIT]. Para el captador seleccionado en este proyecto el fabricante especifica un caudal mínimo de  $20 \text{ l/h}$  por  $\text{m}^2$  de captación solar.

Los cálculos y simulaciones realizados en el diseño del circuito primario se han hecho en base a este caudal unitario de  $20 \text{ l/h}$  por  $\text{m}^2$  de captación solar. Trabajando a estos niveles bajos de caudal se optimiza la estratificación en el acumulador y redunda en unas menores pérdidas de carga en los absorbedores de cada captador. Este caudal determinará el diámetro de las tuberías, el tamaño de la bomba e intercambiador, siendo más pequeños que trabajando a caudales altos.

Para el cálculo del caudal total del circuito primario se sumarán los caudales que circulan por cada uno de los captadores en función del caudal unitario del captador (extraído de [4]):

$$Q = Q_{\text{captador}} \cdot S \cdot N$$

donde:

$Q$	caudal total del circuito primario en $l/h$
$Q_{\text{captador}}$	caudal unitario del captador en $l/h$ por $m^2$
$S$	superficie útil de un captador solar en $m^2$
$N$	número de captadores

Para el proyecto presente el caudal total del circuito primario solar será el siguiente:

$$Q_{\text{larrio}} = 20 \, l/(h \cdot m^2) \cdot 2,39 \, m^2 \cdot 20 = 956 \, l/h$$

Para calcular los caudales que deben circular por cada tramo de tubería, se sumarán los caudales de los captadores que solamente son alimentados por ese tramo (véase tabla 3.8).

Se introducirá en *Conexión del circuito del captador* de T-SOL el caudal unitario de  $20 \, l/h$  por  $m^2$  para el circuito primario (figura 3.26).

Figura 3.26 Introducción del caudal unitario para el circuito primario en T-SOL.

Debe concebirse el circuito hidráulico equilibrado de manera que a cada batería de captadores le llegue el caudal calculado. Esto puede conseguirse mediante un sistema de tuberías con retorno invertido o puede ser controlado con válvulas de equilibrado.

Puesto que el sistema de retorno invertido en la práctica puede implicar pérdidas de carga no esperadas (rebosamientos de soldaduras, golpes en tuberías, etc), se optará en este proyecto por las válvulas de equilibrado.

### 3.5.2.3. Tuberías del circuito primario

Según se indica en el apartado ITE 04.2 del [RIT] las tuberías y sus accesorios cumplirán los requisitos de las normas UNE correspondientes, en relación con el uso al que vayan a ser destinadas.

El material utilizado para las tuberías del circuito primario será cobre con uniones roscadas o soldadas con aleación de plata para soportar altas temperaturas. Una vez instalado el circuito de tuberías se realizará una prueba de presión controlada para comprobar posibles fugas. Finalmente se aislarán convenientemente las tuberías para evitar pérdidas térmicas.

El diámetro de las tuberías se determinará en función del caudal requerido en cada tramo del circuito, entendiéndose como tramo la longitud de tubería hasta llegar a una bifurcación de la misma, y en base a las recomendaciones del pliego de condiciones técnicas [IDA]:

- El diámetro de las tuberías se seleccionará de forma que la velocidad de circulación del fluido sea inferior a 2 m/s cuando la tubería discorra por locales habitados y a 3 m/s cuando el trazado sea al exterior o por locales no habitados.
- El dimensionado de las tuberías se realizará de forma que la pérdida de carga unitaria en tuberías nunca sea superior a 40 mm de columna de agua (mm.c.a.) por metro lineal.

Para obtener la pérdida de carga lineal en cada tramo de tubería, se recurre al cálculo analítico mediante la expresión de Darcy-Weisbach extraída de [10]:

$$\Delta P = \lambda \left[ d_r \left( \frac{L}{D} \right) \cdot \left( \frac{v^2}{2 \cdot g} \right) \right] \quad (1)$$

donde:

$\Delta P$	pérdida de carga lineal en metros de columna de agua (m.c.a.)
$\lambda$	coeficiente de rozamiento (adimensional)
$d_r$	densidad relativa del fluido caloportador en kg / m <sup>3</sup>
$v$	velocidad del fluido caloportador en m / s
$g$	aceleración de la gravedad (9,81 m / s <sup>2</sup> )
$L$	longitud de la tubería en el tramo en m
$D$	diámetro de la tubería en m

La determinación de la velocidad del fluido caloportador se calculará con la siguiente expresión extraída de [10], teniendo en cuenta que ésta ha de ser inferior a 3 m / s :

$$v = \frac{Q}{S} = \frac{Q}{\pi \left( \frac{D_i}{2} \right)^2} < 3 \text{ m / s} \quad (2)$$

donde:

$v$	velocidad del fluido caloportador en m / s
$Q$	caudal del tramo en m <sup>3</sup> / s
$S$	área de la sección transversal del tubo en m <sup>2</sup>

$D_i$  diámetro interior de la tubería en  $m$

Para tener una aproximación de los caudales máximos de agua admisibles en función de los diámetros de tubería de cobre se recurrirá a la tabla 3.6:

Diámetro nominal	Espesor de pared (mm)	Diámetro interior (mm)	Caudal (litros/h)
18	1,0	16,0	hasta 500
22	1,0	20,0	hasta 950
28	1,0	26,0	hasta 1.900
35	1,0	33,0	hasta 3.600
42	1,0	40,0	hasta 6.200
54	1,2	51,6	hasta 12.000

*Tabla 3.6 Caudales de agua aproximados máximos admisibles para los diferentes diámetros de tubería de cobre, suponiendo una pérdida de carga unitaria máxima de 40 mm.c.a/m (fuente [IDA]).*

Una vez calculada la velocidad del fluido caloportador en la tubería seleccionada, se determinará el coeficiente de rozamiento  $\lambda$  con el número adimensional de Reynolds, expresado de la siguiente forma (extraído de [10]):

$$R_e = \rho \frac{v \cdot D}{\mu} \quad (3)$$

donde:

- $R_e$  número de Reynolds (adimensional)
- $\rho$  densidad del fluido caloportador con un 33% de propilenglicol y temperatura media de 20°C (aproximadamente  $1028 \text{ kg/m}^3$ , según datos técnicos del DC20)
- $\mu$  viscosidad del fluido caloportador para las mismas condiciones que  $\rho$  (aproximadamente  $0,014 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-1} \text{s}^{-1}$ , según datos técnicos del DC20)

De la evaluación de (3) en cada tramo se deduce si el régimen es laminar (las capas de fluido se desplazan paralelamente a sí mismas) o turbulento (las capas de fluido se desplazan entremezclándose), y con ello se emplean correlaciones aproximadas para la determinación del coeficiente de rozamiento  $\lambda$ .

Si  $R_e < 2000$  el régimen es laminar, por tanto se empleará la expresión extraída de [10]:

$$\lambda = \frac{64}{R_e}$$

y si  $R_e > 2000$  el régimen es turbulento, por tanto se empleará esta otra expresión:

$$\lambda = \frac{0,32}{R_e^{0,25}}$$

Para la densidad relativa del fluido caloportador,  $d_R$ , se ha de tener en cuenta la densidad del agua empleando la siguiente expresión:

$$d_R = \frac{\text{densidad fluido}}{\text{densidad agua}} = \frac{1028 \text{ kg/m}^3}{990 \text{ kg/m}^3} = 1,03 \quad (4)$$

En las mediciones de longitud de tubería se tendrán en cuenta: válvulas, codos, curvas, T's y reducciones que se encuentren en el tramo de tubería calculado, puesto que generan pérdidas de carga singulares. Su equivalencia se expresará en longitud de tubería, tal y como se muestra en la tabla 3.7:




Diámetro nominal de la tubería						
	18	22	28	35	42	54
Curva de 45°	0,34	0,43	0,47	0,56	0,7	0,85
Codo de 90°	0,5	0,63	0,76	1,01	1,32	1,71
Curva de 90°	0,33	0,45	0,6	0,84	0,96	1,27
Reducción	0,3	0,5	0,65	0,85	1	1,3
T 	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
T 	2,5	3	3,6	4,1	4,6	5
T 	1,68	1,8	1,92	2,4	3	3,6
Válvula antirretorno de clapeta	0,5	0,77	1,05	1,61	2,1	2,66

Tabla 3.7 longitud equivalente de tubería en metros para pérdidas de carga singulares (fuente [IDA]).

A partir de los resultados obtenidos de las expresiones (2), (3) y (4), se calculará la pérdida de carga unitaria por tramo de tubería  $\Delta P$  en (1), y se comprobará que sea inferior a 40 mm de columna de agua por metro lineal, tal y como se indica en [IDA]:

$$\Delta P_{\text{unitaria}} = \frac{\Delta P}{L} < 40 \text{ mm.c.a./m}$$

Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 3.8, en la que se disponen los resultados por tramos. Dichos tramos corresponden a segmentos del trazado hidráulico sometidos a los mismos caudales volumétricos (se muestra detalle en 4.2. Planta cubierta).

Tramo	n° captadores	Q [l/h]	Q [m3/s]	Diámetro exterior [mm]	Diámetro interior [mm]	Velocidad [m/s]
1	20	956	0,000265	28	25,6	0,51
2	8	382,4	0,000106	18	16	0,52
3	6	286,8	0,000079	18	16	0,39
4	3	143,4	0,000039	15	13	0,3
5	12	573,6	0,000159	22	19,6	0,52
6	4	191,2	0,000053	15	13	0,4
7	2	95,6	0,000026	12	10,5	0,3
8	8	382,4	0,000106	18	16	0,52
9	6	286,8	0,000079	18	16	0,39
10	3	143,4	0,000039	15	13	0,3

Tramo	Longitud tuberías [m]	Longitud singularidades [m]	Longitud total [m]	$\Delta P$ [m.c.a.]	$\Delta P$ [mm.c.a.]	$\Delta P$ unitaria [mm.c.a./m]
1	3	8,72	11,72	0,206	206,28	17,6
2	20,53	11,62	32,15	1,061	1061,45	33,01
3	8,84	7,82	16,66	0,332	332,47	19,95
4	10,06	3,06	13,12	0,208	208,71	15,9
5	2,5	1,4	3,9	0,099	99,83	25,6
6	20,58	10,16	30,74	0,809	809,025	26,31
7	7,62	2,3	9,92	0,214	214,067	21,57
8	38,82	12,62	51,44	1,69	1698,33	33,01
9	8,84	7,82	16,66	0,332	332,47	19,95
10	10,06	3,06	13,12	0,208	208,71	15,9
<b><math>\Delta P</math> TOTAL [mca]</b>				<b>5,138</b>		

Tabla 3.8 variables obtenidas a partir del cálculo analítico de las pérdidas de carga en las tuberías del circuito primario.

Por tanto los diámetros de tubería, que se deberán instalar para cada tramo, corresponden con los indicados en la columna *diámetro exterior*.

Se adjunta tabla Excel para el cálculo de pérdidas de carga en tuberías en el CD del proyecto. Con esta tabla se pueden realizar los cálculos de todo el trazado hidráulico de la instalación solar.

Se introducirá en *Campo del captador* de TSOL la longitud de tuberías simple (solo ida) tal como se muestra en la figura 3.27. Se dividirá entre dos la longitud total de tuberías teniendo en cuenta que el tramo 1 es tubería interior.

Figura 3.27 Introducción de longitudes de tubería en T-SOL.

### 3.5.2.4. Aislamiento de las tuberías

Las tuberías del circuito primario deben estar convenientemente aisladas tal y como se prescribe en el [CTE] y en [EN9]:

El aislamiento de las tuberías de intemperie deberá llevar una protección externa que asegure la durabilidad ante las acciones climatológicas admitiéndose revestimientos con pinturas asfálticas, poliésteres reforzados con fibra de vidrio o pinturas acrílicas. El aislamiento no dejará zonas visibles de tuberías o accesorios, quedando únicamente al exterior los elementos que sean necesarios para el buen funcionamiento y operación de los componentes.

El [RIT] establece el grosor mínimo del aislamiento de las tuberías en función de la temperatura máxima del fluido que circula por su interior y el diámetro de la canalización. En las tablas 3.9 y 3.10 se indican los espesores mínimos de aislamiento para tuberías en función de la temperatura del fluido y de si están en exterior o en interior:

Diámetro exterior tubería sin aislar mm	Temperatura del fluido		
	40 a 66°C	66 a 100°C	101 a 150°C
D < 35	20	20	30
35 < D < 60	20	30	40
60 < D < 90	30	30	40
90 < D < 140	30	40	50
D > 140	30	40	50

Tabla 3.9 Espesores mínimos de aislamiento para tuberías interiores, en mm (fuente [IDA]).



Diámetro exterior tubería sin aislar	Temperatura del fluido		
mm	40 a 66°C	66 a 100°C	101 a 150°C
D < 35	30	30	40
35 < D < 60	30	40	50
60 < D < 90	40	40	50
90 < D < 140	40	50	60
D > 140	40	50	60

Tabla 3.10 Espesores mínimos de aislamiento para tuberías exteriores, en mm (fuente [IDA]).

Estos espesores mínimos son válidos para materiales de aislamiento con una conductividad térmica  $\lambda$  igual a  $0,04 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$  a  $20^\circ\text{C}$ .

El aislamiento para el circuito primario será de coquilla de caucho etileno-propileno-dieno (EPDM) de la marca *Aeroline*, que cumple con las especificaciones técnicas. En cuanto al espesor del aislante, como se pueden alcanzar temperaturas de hasta  $150^\circ\text{C}$ , se colocarán aislamientos de  $40 \text{ mm}$  en todos los tramos, excepto en el tramo 1 que discurre por interior y se colocará de  $30 \text{ mm}$ .

Se introducirán en *Campo del captador* de TSOL los espesores y conductividad térmica de los aislamientos, tanto en exterior como en interior (figura 3.28).

The screenshot shows the 'Tubería' (Pipe) configuration window in T-SOL. It is divided into several sections:

- Longitud simple:**
  - en casa: 1,5 m
  - Fuera: 63,9 m
  - entre los colectores: 200 mm / Colector
- Coeficiente de conductividad térmica del aislamiento:**
  - Three input fields, all set to 0,04 W/(m·K).
- Diámetro nominal:**
  - ☐ fijo:
    - Tubo de colecta: 15 mm
    - entre los colectores: 10 mm
  - ☒ específico: Calculado a partir de la velocidad del flujo: 2 m/s
- Espesor del aislamiento:**
  - ☒ fijo:
    - en casa: 30 mm
    - fuera: 40 mm
    - entre los colectores: 40 mm
  - ☐ específico: 200 % del diámetro nominal correspondiente

Figura 3.28 introducción aislamientos de tuberías en T-SOL

### 3.5.2.5. Selección del intercambiador del circuito primario

Para el presente proyecto se seleccionará un intercambiador de placas externo, puesto que los intercambiadores incorporados al acumulador (serpentín) no disponen de potencia de intercambio suficiente para el campo solar calculado. Esto se traduciría en energía no cedida al acumulador solar y por lo tanto un incremento de la temperatura del circuito primario, penalizando así el rendimiento del captador.

Se tendrán en cuenta para la determinación del intercambiador de placas externo las siguientes variables:

- Potencia de intercambio.
- Eficacia.
- Caudales de diseño.
- Temperaturas de los circuitos primario y secundario.
- Pérdida de carga.

La potencia mínima de diseño del intercambiador  $P$  en vatios, en función del área de captadores  $A$ , en metros cuadrados, cumplirá la condición que se indica en [CTE] con una irradiancia de  $500 \text{ W/m}^2$ :

$$P \geq 500 \cdot A$$

Por consiguiente, para un área de captadores de  $47,8 \text{ m}^2$ , la potencia mínima a tener en cuenta será de:

$$P \geq 23,9 \text{ kW}$$

Para la elección del intercambiador se seguirá el procedimiento recomendado por *Wagner & Co* en [4].

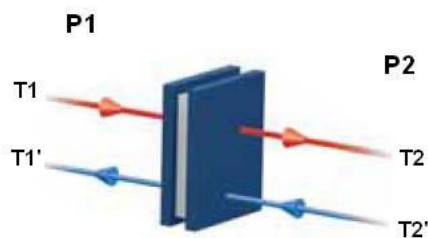
La potencia térmica ganada o cedida por un fluido se puede estimar como:

$$P = m \cdot C_p \cdot \Delta T \quad (1)$$

donde:

- $P$  potencia térmica en  $\text{kcal/h}$ .  
 $m$  flujo másico en  $\text{kg/h}$ .  
 $C_e$  calor específico del fluido en  $\text{kcal/kg} \cdot ^\circ\text{C}$ .  
 $\Delta T$  diferencial de temperatura del fluido en  $^\circ\text{C}$ .

Para determinar la potencia del intercambiador se aplicará esta fórmula en el lado del circuito primario, de tal forma que, a partir de la figura 3.29, se obtendrá la siguiente expresión:



*Figura 3.29 Potencias y temperaturas en el lado primario y secundario del intercambiador (fuente [4]).*

Por tanto, de (1):

$$P_1 = m_1 \cdot C_{p1} \cdot (T_1 - T_1') \quad (2)$$

Se tomarán como temperaturas arbitrarias de diseño en el primario:  $T_1 = 55^\circ C$  de entrada al intercambiador y  $T_1' = 25^\circ C$  de salida, generando así un salto térmico de  $30^\circ C$  como se recomienda en [4].

El flujo másico se calculará con el caudal del circuito primario  $Q_1$  y la densidad del fluido caloportador  $\rho$ :

$$m_1 = Q_1 \cdot \rho_1 \quad (3)$$

Con una concentración del 33% de DC20 en la mezcla con agua y a una temperatura de  $20^\circ C$ , el flujo másico será:

$$m_1 = 956 \text{ l/h} \cdot 1,028 \text{ kg/l} = 982,76 \text{ kg/h}$$

Y un calor específico del DC20 a la misma temperatura y concentración:

$$C_{p1} = 3,9 \text{ kJ/(kg} \cdot ^\circ C) \cdot 0,2389 \text{ cal/J} = 0,93 \text{ kcal/kg} \cdot ^\circ C \quad (4)$$

Se obtendrá a partir de (3) y (4) la potencia del intercambiador con (2):

$$P_1 = 982,76 \cdot 0,93 \cdot (55 - 25) = 27448 \text{ kcal/h} = 31,9 \text{ kW} \approx 32 \text{ kW} \quad (2)$$

Para conocer la temperatura que se obtendría a la salida del intercambiador  $T_2$ , se deberán igualar las potencias térmicas en los dos lados del intercambiador.:

$$\begin{aligned} P_1 &= P_2 \\ m_1 \cdot C_{p1} \cdot (T_1 - T_1') &= m_2 \cdot C_{p2} \cdot (T_2 - T_2') \end{aligned}$$

Los fabricantes recomiendan bajar en un 10% el caudal del secundario respecto al primario para aumentar la transferencia térmica. Se considerará una temperatura de entrada  $T_2' = 15^\circ C$  y el calor específico del agua:

$$\begin{aligned} 31,9 \text{ kW} &= 851,4 \text{ kg/h} \cdot 1 \text{ kcal/kg} \cdot ^\circ C \cdot (T_2 - 15^\circ C) \\ T_2 &= 47,2^\circ C \end{aligned}$$

De manera que, la eficacia de intercambio (véase apartado 2.4.1) será:

$$\varepsilon = \frac{T_2 - T_2'}{T_1 - T_2'} = \frac{47,2^\circ C - 15^\circ C}{55^\circ C - 15^\circ C} = 0,805$$

Cumpliendo así con las recomendaciones de los fabricantes de intercambiadores.

El intercambiador escogido para la transferencia energética del campo de captadores al acumulador solar será de la marca *Suicalsa*, modelo IP360025PX08, con las siguientes características:

- Intercambiador de placas de acero inoxidable desmontables, con bastidor de acero carbono.
- Potencia 32 kW.
- Presión de diseño de 8 bar.
- Pérdidas de carga: 0,67 m.c.a. en el primario y 0,08 m.c.a. en el secundario.

### 3.5.2.6. Selección de la bomba del circuito primario

Para la instalación y el dimensionado de la bomba del circuito primario, se cumplirán los requisitos establecidos en el [CTE]:

Si el circuito de captadores está dotado con una bomba de circulación, la pérdida de carga o caída de presión se debería mantener aceptablemente baja en todo el circuito.

Las tuberías conectadas a las bombas se soportarán en las inmediaciones de éstas, de forma que no provoquen esfuerzos recíprocos de torsión o flexión. El diámetro de las tuberías de acoplamiento no podrá ser nunca inferior al diámetro de la boca de aspiración de la bomba.

En instalaciones con superficies de captación superiores a 50 m<sup>2</sup> se montarán dos bombas idénticas en paralelo, dejando una de reserva, tanto en el circuito primario como en el secundario. En este caso se establecerá el funcionamiento alternativo de las mismas, de forma manual o automática.

En el caso del presente proyecto se instalará una sola bomba en el circuito primario, puesto que la superficie de captación tiene un área de referencia de 47,8 m<sup>2</sup>.

La elección de la bomba se realiza a partir de la pérdida de carga total y el caudal del circuito primario. La altura manométrica  $H$  de la bomba en el punto de trabajo debe compensar estas pérdidas de carga y viene definida según [2] por:

$$H = \Delta P_{tuberías} + \Delta P_{intercambiador} + \Delta P_{captadores}$$

Las pérdidas de carga en tuberías  $\Delta P_{tuberías}$  se han calculado en el punto 3.5.2.3, con un resultado de 5,138 m.c.a..

La pérdida de carga en el intercambiador  $\Delta P_{\text{intercambiador}}$ , facilitada por el fabricante del equipo, es de  $0,67 \text{ m.c.a.}$ .

La pérdida de carga en los captadores  $\Delta P_{\text{captadores}}$  se puede determinar a partir de la curva facilitada por el fabricante, tal y como se ha calculado en el punto 3.5.1.2, dando el resultado de  $0,45 \text{ m.c.a.}$ .

La suma de los valores anteriores dan unas pérdidas de carga de:

$$\Delta P_{\text{TOTAL}} = 5,138 + 0,67 + 0,45 = 6,258 \text{ m.c.a} = H$$

Como se ha indicado anteriormente el caudal del circuito primario es de  $956 \text{ l/h}$  calculado a razón de  $20 \text{ l/h}$  por  $\text{m}^2$  de captación solar.

La selección de la bomba se realizará de modo que su curva característica contenga aproximadamente el punto de trabajo definido por la altura manométrica igual a la pérdida de carga del circuito  $H = 6,258 \text{ m.c.a.}$  y un caudal  $Q = 956 \text{ l/h}$ .

Con el programa de selección de bombas *Wilo*, se ha seleccionado para el circuito primario la bomba *Wilo* modelo Star-ST 15/11, cuyo punto de trabajo se encuentra dentro del rango de funcionamiento de la bomba (figura 3.30).

La ficha técnica de la bomba con los datos de trabajo teóricos de la instalación se encuentran adjunta en el CD del proyecto.

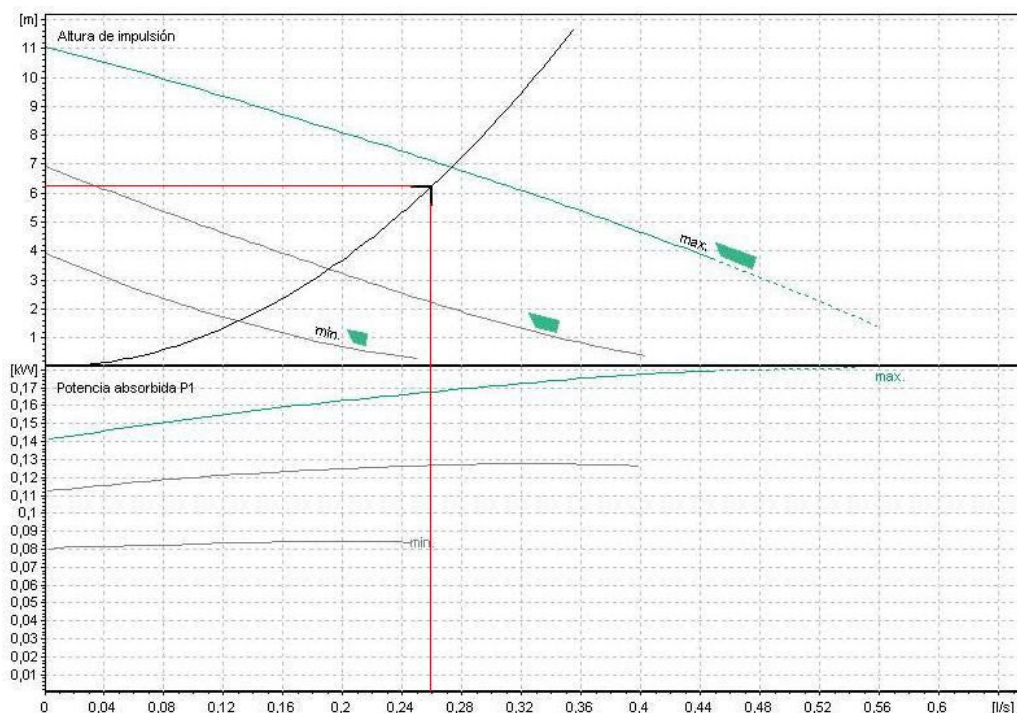


Figura 3.30 Curva característica de la bomba seleccionada, Wilo ST-Star 15/11 (fuente [6]).

### 3.5.2.7. Selección del vaso de expansión

Para la instalación y el dimensionado del vaso de expansión cerrado del circuito primario, se cumplirán los siguientes requisitos establecidos en el [CTE] y [EN8]:

El vaso de expansión deberá ser capaz de compensar el volumen del medio de transferencia de calor en todo el grupo de captadores completo incluyendo todas las tuberías de conexión entre captadores más un 10 %.

Se tendrán en cuenta también las recomendaciones técnicas del [IDA]:

La tubería de conexión del vaso de expansión no se aislará térmicamente y tendrá volumen suficiente para enfriar el fluido antes de alcanzar el vaso.

Los datos que sirven de base para la selección del vaso son los siguientes:

- Volumen total de agua en la instalación, en litros.
- Temperatura mínima de funcionamiento, para la cual se asumirá el valor de 4°C, a la que corresponde la máxima densidad.
- Temperatura máxima que pueda alcanzar el agua durante el funcionamiento de la instalación.
- Presiones mínima y máxima de servicio, en *bar*, cuando se trate de vasos cerrados.
- Volumen de expansión calculado, en litros.

A continuación se expondrán los cálculos para el dimensionado correcto del vaso de expansión del circuito primario, siguiendo las recomendaciones de [1].

En primer lugar, se calculará el volumen total del fluido caloportador en el circuito primario de la instalación  $V_t$ , el cual se compone de la suma total de los contenidos de los captadores, de las tuberías, del intercambiador de calor y de los accesorios.

En la tabla 3.11 se indica el volumen de los tubos de cobre en función del diámetro exterior:

Volumen [l/m]	Diámetro exterior [mm]									
	6	8	10	12	15	18	22	28	35	42
	0,013	0,028	0,05	0,079	0,133	0,201	0,314	0,491	0,804	1,195

Tabla 3.11 Volumen de los tubos de cobre en función del diámetro (fuente [1]).

$$V_{\text{captadores}} = 20 \cdot 1,3 = 26 \text{ l}$$

$$V_{\text{intercambiador}} = 1,2 \text{ l}$$

$$V_{\text{tub+acc}} = 0,491 \cdot (8,36) + 0,201 \cdot (32,15 + 16,6 + 52,23 + 16,6) + 0,133 \cdot (13,12 + 31,54 + 13,12) + 0,314 \cdot (3,9) + 0,079 \cdot (9,92) = 37,43 \text{ l}$$

$$V_t = 26 \text{ l} + 1,2 \text{ l} + 37,43 \text{ l} = 64,63 \text{ l}$$

Al calentarse el circuito primario el fluido caloportador se expande. La diferencia entre el volumen líquido en el estado caliente y frío del fluido se denomina volumen de dilatación  $V_d$ :

$$V_d = V_t \cdot n \quad (1)$$

El fabricante del anticongelante nos suministra un coeficiente de dilatación  $n_{lineal} = 0,0008 / K$  en función de un 33% de porcentaje en la mezcla. En el caso de este proyecto se considera una diferencia de temperaturas máxima de  $222 K$  entre el estado frío, por ejemplo de  $10^\circ C$ , y la operación de trabajo máxima del captador, según fabricante a  $232^\circ C$ :

$$n = n_{lineal} \cdot 222 K = 0,0008 / K \cdot 222 K = 0,18 \quad (2)$$

$$V_d = V_t \cdot n = 64,63 l \cdot 0,18 = 11,63 l \quad (1)$$

Para calcular la contracción se utilizará el coeficiente de dilatación suponiendo un caso extremo referente a la diferencia de temperaturas  $36 K$  entre el llenado a  $20^\circ C$  y la operación a temperatura inferior, de  $16^\circ C$  bajo cero en el caso de Mollerussa. El volumen de reserva,  $V_r$ , que se necesita para la contracción será:

$$V_r \approx V_t \cdot 0,0008 / K \cdot 36 K = V_t \cdot 0,029 = 1,89 l \quad (3)$$

El volumen útil del vaso de expansión equivale a la suma del volumen de dilatación  $V_d$  del volumen de reserva  $V_r$  y del volumen de vapor  $V_{vap}$ :

$$V_u = V_d + V_r + V_{vap} \quad (4)$$

El volumen de vapor que puede producirse en la instalación en situación de estancamiento equivale a, la suma del contenido del fluido caloportador de los captadores y de una determinada parte del volumen en las tuberías del circuito primario.

Es posible que una parte importante del fluido en el circuito primario se evapore. Sin embargo, la norma europea [EN7] sólo exige que se tenga en cuenta el 10% del volumen de los captadores como volumen de vapor que se puede propagar por las tuberías. A fin de aumentar este margen de seguridad, en el presente proyecto se tendrá en cuenta un 30% del volumen de los captadores. Por lo tanto, a partir de (1), (3) y (5) se obtiene (4):

$$V_{vap} = V_{captadores} (1 + 0.3) = 33,8 l \quad (5)$$

$$V_u = 11,63 + 1,89 + 33,8 = 47,32 l \quad (4)$$

El volumen nominal del vaso de expansión, que es el que determinará el dimensionado de éste, debe ser considerablemente mayor al volumen útil, debido a que la presión en el lado del gas aumenta al entrar el fluido del circuito primario. La relación entre el volumen nominal y el volumen útil del vaso de expansión está determinado por el determinada por el denominado factor presión:

$$V_n = F_p \cdot V_u \quad (6)$$

El factor de presión corresponde al cociente de la presión final y la diferencia entre la presión final y la presión inicial en el lado del gas del vaso de expansión:

$$F_p = \frac{P_{final+1}}{P_{final} - P_{gas}} \quad (7)$$

La presión inicial en el lado del gas del vaso de expansión se calcula al sumar la presión estática  $P_{est}$  con la presión mínima en el estado frío  $P_{mf}$ :

$$P_{gas} = P_{est} + P_{mf} \quad (8)$$

La presión estática se calcula en función de la diferencia de cotas ( $\Delta h$ ) entre el vaso de expansión y el borde superior del captador, aumentando 1 *bar* por cada 10 metros de diferencia de cotas. En este caso es de 1 metro, puesto que están en el mismo nivel captador y vaso de expansión:

$$P_{est} = \Delta h \cdot (1 \text{ bar} / 10 \text{ m}) = 1 \cdot 0,1 = 0,1 \text{ bar} \quad (9)$$

La presión mínima en el estado frío se ajustará durante su instalación con el vaso de expansión desconectado del circuito. El valor que ha de cumplir según fabricante es de 0,5 *bar*. Entonces a partir de (9):

$$P_{gas} = 0,6 \text{ bar} \quad (8)$$

La presión nominal de la válvula de seguridad  $P_{vs}$  que constituye el límite de presión de la instalación será de 6 *bar*. A fin de evitar que salte la válvula de seguridad durante todas las condiciones de operación, es necesario dejar un margen entre la presión nominal de la válvula de seguridad y la presión final de la instalación. Este margen ha de ser de un 10% aproximadamente. Por consiguiente:

$$P_{final} = P_{vs} - \Delta P_{margen} = 6 - 0,6 = 5,4 \text{ bar} \quad (10)$$

Por tanto, a partir de (8), (10) y (7), se obtendrá con (6) el volumen nominal del vaso de expansión a instalar:

$$F_p = \frac{P_{final} + 1}{P_{final} - P_{gas}} = 1,34 \quad (7)$$

$$V_n = F_p \cdot V_u = 63,4 \text{ l} \quad (6)$$

El vaso de expansión seleccionado, de la marca *Wagner & Co* modelo SMR-P 80, tiene una capacidad de 80 litros, que es el volumen inmediatamente superior al calculado. Este volumen supone un margen de seguridad con respecto a lo máximo esperable. Está diseñado para instalaciones solares, dotado de una membrana capaz de soportar temperaturas de hasta 130°C y presiones de 10 *bar*.



### 3.5.2.8. Otros elementos del circuito primario

#### 3.5.2.8.1. Válvulas de seguridad

Se utilizarán válvulas de seguridad de tipo resorte, con un valor de presión máxima de 6 *bar*. Se deberá instalar una válvula de seguridad por fila de captadores, tres en total, con el fin de proteger la instalación, tal y como se indica en la normativa [CTE].

Además, el grupo hidráulico deberá disponer también de una válvula de seguridad de 6 *bar* de acuerdo con la norma [EN7].

#### 3.5.2.8.2. Válvulas de corte

Se instalarán válvulas de corte de tipo esfera en la entrada y salida de las ocho baterías de captadores y entre la bomba, de manera que puedan utilizarse para aislamiento de estos componentes en labores de mantenimiento, sustitución, etc., tal y como se indica en la normativa [CTE].

#### 3.5.2.8.3. Válvulas de equilibrado

Se instalará una válvula de equilibrado de tipo asiento en cada batería de captadores para conseguir un equilibrado hidráulico en todo el circuito primario. Las válvulas se deberán ajustar adecuadamente para que generen la pérdida de carga necesaria y conseguir el caudal de proyecto en cada batería de captadores.

Éstas serán de la marca *Frese* modelo Alpha y se seleccionarán los cartuchos en función del caudal y la válvula según el diámetro de la tubería.

#### 3.5.2.8.4. Válvulas antirretorno

Para evitar flujos inversos del fluido caloportador en el circuito se instalará una válvula antirretorno de tipo clapeta.

#### 3.5.2.8.5. Purgadores

Se instalará un purgador manual en los puntos altos de la salida de cada batería de captadores, con el fin de eliminar cualquier bolsa de aire en la puesta en marcha de la instalación, tal y como se indica en la normativa [CTE].

### 3.5.3. CIRCUITO SECUNDARIO SOLAR

#### 3.5.3.1. Tuberías del circuito secundario

El caudal del circuito secundario será un 10% menor al caudal total del circuito primario (tramo 1):

$$Q_{2ario} = 956 - (0,1 \cdot 956) \approx 860 \text{ l/h} \quad (1)$$

De manera que, al dividir este caudal entre la superficie de captación total se obtendrá el caudal unitario del circuito secundario, siendo éste de 18 l/h por  $m^2$ .

Se introducirá este valor en *Conexión del circuito del captador* de T-SOL (figura 3.31).



Figura 3.31 Introducción del caudal unitario para el circuito primario en T-SOL.

Las tuberías de conexión al acumulador solar al lado secundario del intercambiador serán de cobre con un diámetro exterior de 28 mm, como corresponde al caudal indicado y una longitud de 3 metros.

El aislamiento de las tuberías será de coquilla de caucho etileno-propileno-dieno (EPDM) de la marca *Aeroline* con un espesor de 30 mm tal y como se indica en [RIT].

### 3.5.3.2. Selección de la bomba del circuito secundario

Como en el caso del circuito primario, la selección de la bomba se realizará a partir de las pérdidas de carga totales (tuberías e intercambiador) y el caudal del circuito.

Para calcular las pérdidas de carga en las tuberías se utilizará el mismo procedimiento que en el apartado 3.5.2.3., teniendo en cuenta el nuevo caudal y que el fluido ahora es sólo agua:

$$\Delta P_{tuberías} = \lambda \left[ d_R \left( \frac{L}{D} \right) \cdot \left( \frac{v^2}{2 \cdot g} \right) \right] = 0,03 \cdot \left[ 1 \cdot \left( \frac{8,5}{0,0256} \right) \cdot \left( \frac{0,46^2}{2 \cdot 9,81} \right) \right] = 0,107 \text{ m.c.a.} = 107,43 \text{ mm.c.a.}$$

Teniendo en cuenta que el fabricante del intercambiador proporciona una pérdidas de carga de 0,08 m.c.a. para el lado del secundario, la altura manométrica  $H$  de la bomba en el punto de trabajo viene definida por:

$$H = \Delta P_{tuberías} + \Delta P_{intercambiador} = 0,107 + 0,08 = 0,187 \text{ m.c.a.}$$

La selección de la bomba se realizará de modo que su curva característica contenga aproximadamente el punto de trabajo definido por la altura manométrica igual a la pérdida de carga del circuito  $H = 0,187 \text{ m.c.a.}$  y un caudal  $Q = 860 \text{ l/h}$ .

Con el programa de selección de bombas *Wilo*, se ha seleccionado para el circuito primario la bomba *Wilo* modelo Star-Z 20/1, cuyo punto de trabajo se encuentra dentro del rango de funcionamiento de la bomba (figura 3.32).

La ficha técnica de la bomba con los datos de trabajo teóricos de la instalación se encuentran adjunta en el CD del proyecto.

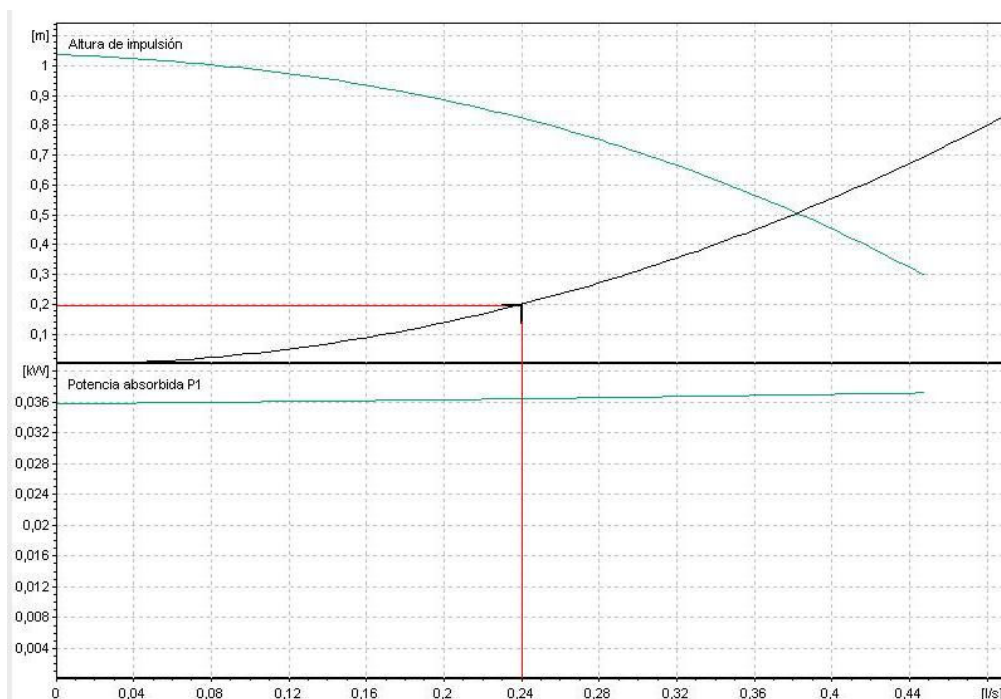


Figura 3.32 Curva característica de la bomba seleccionada, Wilo Star-Z 20/1 (fuente [3]).

### 3.5.4. SUBCONJUNTO DE ACUMULACIÓN

Para la determinación del volumen de acumulación se guardará la relación que recomienda [RIT], que es la de aproximadamente entre el 80 y el 100% del consumo medio diario a 60°C.

En el caso del presente proyecto, para un consumo de 4376 l/día a 60°C se optará por una acumulación de 4000 litros, repartidos en dos acumuladores de 2000 litros debido a las elevadas dimensiones de un solo acumulador de 4000 litros. Los acumuladores deberán cumplir los requisitos que se encuentran en [RAP].

Los dos acumuladores de 2000 litros serán de inercia sin intercambiador incorporado, suministrados por *Wagner & Co*, modelo *RATIO PSX-F 2000*, con las siguientes características:

- Acumulador de acero sin vitrificado (para calefacción).
- Aislamiento de espuma blanda de 100 mm con un coeficiente de conductividad  $\lambda=0,04 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$  a 20°C.
- Temperatura máxima de trabajo de 95°C.
- Presión máxima de servicio admisible 3 bar.
- Montaje de sondas variable en altura.
- Cumple con la normativa [RAP].

El hecho que los acumuladores sean de inercia permitirá una temperatura de acumulación máxima mayor, siendo en este caso de 90°C. Esto favorecerá la estratificación en el acumulador y por tanto el rendimiento de los captadores.

Las pérdidas térmicas serán mínimas con el aislamiento que incorporan, puesto que cumple con los criterios de [RIT], que estipula un aislamiento mínimo equivalente a 50 mm de espesor con un coeficiente de conductividad  $\lambda=0,04 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$  a  $20^\circ\text{C}$ .

Los acumuladores se instalarán en la sala técnica ubicada en la cubierta del edificio para estar protegidos del exterior. Deberán llevar válvulas de corte para cortar flujos al exterior del depósito no intencionados en caso de daños del sistema. [CTE]

Se introducirán los parámetros correspondientes a los acumuladores en *Depósito de inercia* de TSOL, tal y como se muestra en la figura 3.33.

Parámetros | Carga depósito arriba | Descarga depósito | Parámetros | Carga depósito arriba | Descarga depósito |

**fijo**

Fabricante: Wagner & Co

Tipo: Depósito inercia (2000 l)

Volumen: 2000 l Número de depósitos: 2

**específico**

Nombre: Depósito de inercia (DC)

Volumen: 50 l por m² área del colector

Altura = 2,1 x diámetro

Aislamiento

Espesor del aislamiento: 100 mm

Coef. de conductividad térmica: 0,04 W/(m·K)

**Conexiones para el circuito del colector**

	Altura	Pérdidas
Entrada depósito arriba	90 %	0,25 W/K
Salida depósito abajo	1 %	0,25 W/K

**Altura de instalación de los sensores**

	Altura	
Circuito del colector - on/off	20 %	
Desconectar el circuito del colector	90 %	para 90 °C

Figura 3.33 Introducción de parámetros del acumulador en TSOL.

### 3.5.4.1. Conexión de los acumuladores

Los dos acumuladores se conectarán en serie invertida en el circuito de consumo, tal y como se muestra en la figura 3.34. La conexión permitirá la desconexión individual de los mismos sin interrumpir el funcionamiento de la instalación.

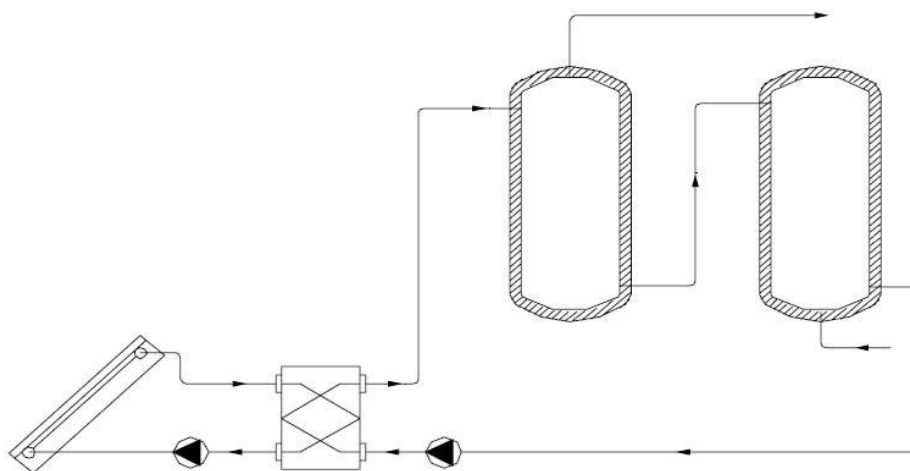


Figura 3.34 Conexión en serie invertida de los acumuladores (fuente [IDA])

Con objeto de aprovechar al máximo la energía captada y evitar la pérdida de la estratificación por temperatura en los depósitos, la situación de las tomas para las diferentes conexiones serán las establecidas en los puntos siguientes:

- La conexión de entrada de agua caliente procedente del intercambiador o de los captadores al acumulador se realizará, preferentemente, a una altura comprendida entre el 50% y el 75% de la altura total del mismo.
- La conexión de salida de agua fría del acumulador hacia el intercambiador se realizará por la parte inferior de éste.
- La alimentación de agua de retorno de consumo al acumulador se realizará por la parte inferior. La extracción de agua caliente del depósito se realizará por la parte superior.

La entrada de agua de retorno de consumo estará equipada con una placa deflectora en la parte interior, a fin de que la velocidad residual no destruya la estratificación en el acumulador o el empleo de otros métodos contrastados que minimicen la mezcla.

Las conexiones de entrada y salida se situarán de forma que se eviten caminos preferentes de circulación del fluido.[CTE]

### 3.5.5. SUBCONJUNTO DE ENERGÍA AUXILIAR

Debido a que el sistema de energía auxiliar no dispondrá de acumulación, es decir, será una fuente instantánea de energía, el equipo será modulante tal y como se indica en [CTE], por lo que será capaz de regular su potencia de forma que se obtendrá la temperatura de manera permanente con independencia de cual sea la temperatura del agua de entrada al citado equipo.

Para el presente proyecto la energía convencional utilizada será gas natural. Por consiguiente, el equipo a instalar en cada vivienda y local será una caldera mural modulante a gas conectada en serie con el equipo de intercambio individual. Ésta se ha dimensionado para dar el servicio deseado en el caso de que no se dispusiera de energía solar.

Para calcular la potencia de la caldera se calculará con la siguiente fórmula extraída de [2]:

$$P_{CALDERA} = \frac{(T_{ACS} - T_{AF}) \cdot Q_{CALDERA}}{860 \text{ kcal / h}}$$

donde:

$P_{CALDERA}$	potencia nominal de la caldera en $kW$ .
$T_{ACS}$	temperatura de uso en $^{\circ}C$ .
$T_{AF}$	temperatura media de agua fría de la red en $^{\circ}C$ .
$Q_{CALDERA}$	Caudal nominal de la caldera en $l/h$ .

Considerando que la temperatura de uso en este proyecto será de  $50^{\circ}\text{C}$ , la temperatura media de agua fría de la red para Lleida es  $13,3^{\circ}\text{C}$ , por tanto un salto térmico de  $36,7\text{ K}$ , y que en la mayoría de las calderas instantáneas el caudal nominal de ACS es de unos  $10\text{ l/min}$ , se obtendrá:

$$P_{\text{CALDERA}} = \frac{(50^{\circ}\text{C} - 13,3^{\circ}\text{C}) \cdot 10\text{ l/min}}{14,3\text{ kcal/min}} = 25,6\text{ kW}$$

La caldera seleccionada será de la marca *Junkers*, modelo WRS 400 T, y sus principales características son las siguientes:

- Potencia nominal:  **$27,9\text{ kW}$** .
- Potencia mínima:  $7\text{ kW}$ .
- Caudal de  $8\text{ l/min}$  para un salto térmico de  $50\text{ K}$ .
- Caudal máximo  $16\text{ l/min}$ .
- Presión máxima de uso  $12\text{ bar}$ .
- Cumple con [EN1].

De manera que, con la potencia nominal de la caldera se obtendrá un caudal de  **$10,9\text{ l/min}$**  para dar el salto térmico de  **$36,7\text{ K}$** .

Se introducirá en *Caldera a gas* de T-SOL la potencia nominal de la caldera multiplicada por el número de viviendas y se marcará como período de operación todo el año, como se muestra en la figura 3.35.

Figura 3.35 Configuración de las calderas a gas en T-SOL.

### 3.5.6. CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN

El circuito de distribución será el encargado de hacer llegar a cada vivienda la energía acumulada en el depósito solar a través de una red de tuberías.

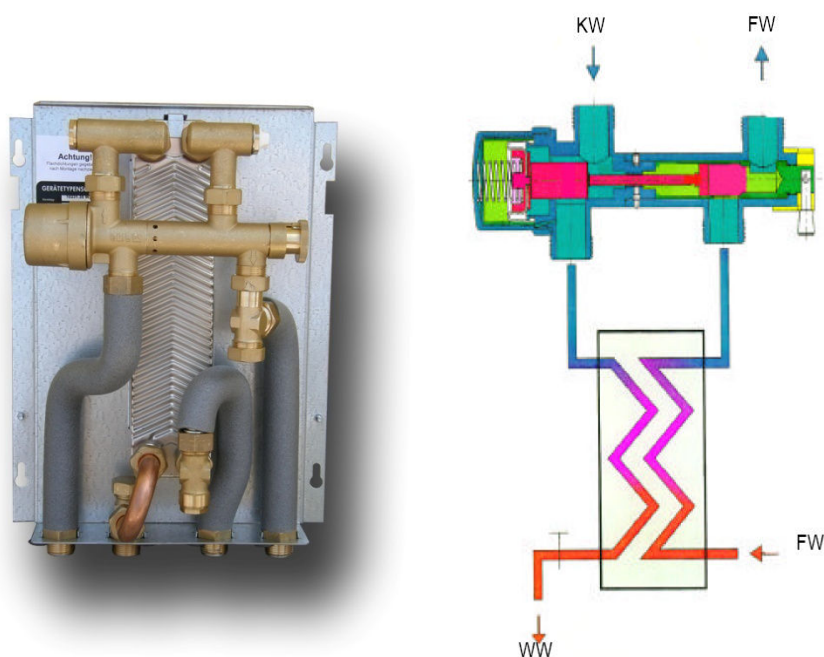
Dada la distribución del edificio se instalará una bajante vertical en circuito cerrado con recirculación, desde la cual se suministrará el agua precalentada solar a los equipos de intercambio individual, instalados en un registro común en cada planta, y de éstos a cada vivienda o local.

En los planos se pueden ver los recorridos de tuberías de distribución, así como el emplazamiento de la bajante y el registro común de los equipos de intercambio individual.

### 3.5.6.1. Equipo de intercambio individual

La descarga térmica solar se realizará mediante los equipos de intercambio CIRCO MF Plus de la casa *Wagner & Co*. Están diseñados especialmente para el apoyo de energía solar en edificios con energía auxiliar individual, por lo que es necesario instalar un equipo por vivienda o local.

El CIRCO MF Plus está constituido por un intercambiador de placas, una válvula de cuatro vías proporcional y las conexiones tanto del circuito primario (*FW*) como del secundario (*WW* y *KW*) del intercambiador, como se muestra en la figura 3.36.



*Figura 3.36 CIRCO MF Plus y detalle de funcionamiento de la válvula de cuatro vías, donde WW representa la salida de ACS y KW la entrada de agua de red (fuente [4]).*

La válvula de 4 vías impide el paso de agua precalentada solar, desde el circuito de distribución hasta el intercambiador, en caso de que no haya consumo de ACS. Este control se realiza por un mecanismo hidráulico: cuando se detecta una diferencia de presión en el circuito secundario, es decir, hay una entrada de agua de red debido a una demanda de ACS, la válvula se abre de forma proporcional, permitiendo el paso de caudal a través del intercambiador desde el circuito de distribución, en función de la demanda de ACS. La proporcionalidad de la apertura de la válvula es importante para



evitar que cuando el consumo sea pequeño (por ejemplo un grifo) el precalentamiento solar supere el límite marcado para evitar escaldaduras y la temperatura de retorno al acumulador sea demasiado alta, y por lo tanto, perjudique en rendimiento de la instalación.

El intercambiador cuenta con un área de transferencia lo suficientemente elevada para transmitir una potencia de 12 kW hasta 48,98 kW al agua de red, dependiendo de la temperatura de entrada de primario del intercambiador, el caudal de consumo y el caudal de primario, asegurando temperaturas de retorno al acumulador solar bajas.

Se instalarán cuatro CIRCO MF Plus en la planta baja para dar servicio a los locales y cinco en cada planta, desde la 1ª hasta la 8ª, para las viviendas. Se ubicarán en el registro común de agua y se conectarán en paralelo a la bajante vertical.

### 3.5.6.2. Caudal nominal del circuito primario del intercambiador individual

Para el cálculo del caudal de primario en el intercambiador del CIRCO MF, se tendrá en cuenta el caudal nominal de 10,9 l/min de la caldera. La temperatura de impulsión de primario del intercambiador se seleccionará para que el aporte de energía solar sea del 100% de la demanda, cuando el acumulador solar esté a un nivel térmico suficiente, aportando al agua de red un salto térmico de 36,7 K.

La temperatura de diseño aconsejable por el fabricante para la impulsión de primario está en torno a los 60°C. Con esta temperatura se podrá asegurar que, en el caso de que se produzca un aumento del caudal de primario a través del intercambiador, debido a que el número de intercambiadores abiertos sea menor del estimado según un coeficiente de simultaneidad, no habrá exceso de temperatura en el lado del consumo de ACS.

En la figura 3.37 se muestra el caudal de primario necesario para calentar el agua en 35 K en función de la temperatura de impulsión.

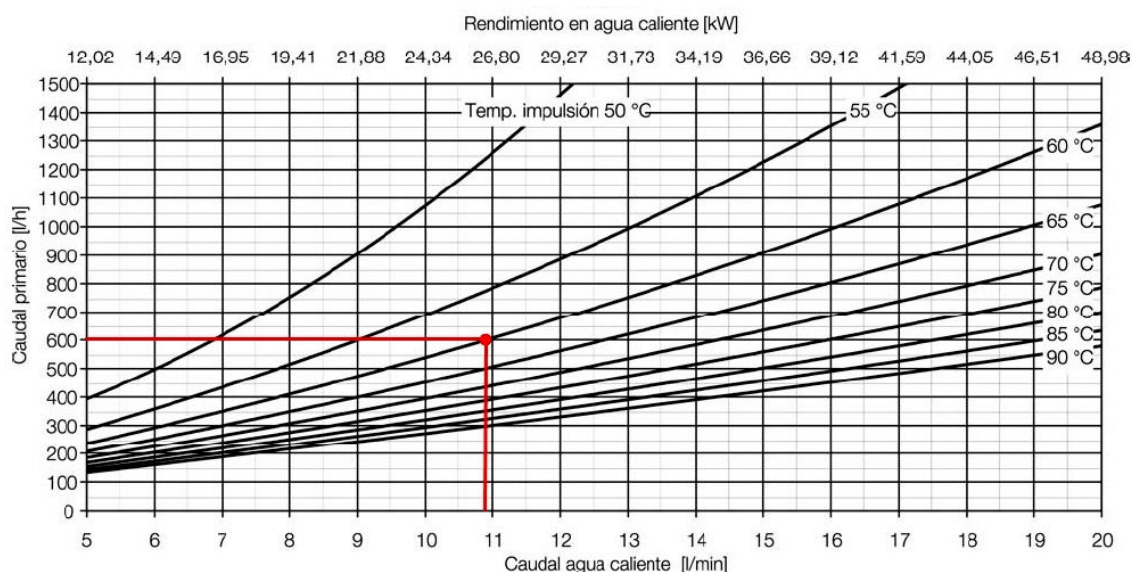


Figura 3.37 Caudal necesario en el primario del intercambiador del CIRCO MF para el calentamiento de agua en 35 K (fuente [3]).



Puesto que fabricante no dispone de la gráfica para una salto térmico de 36.7 K, recomienda en este caso aumentar en un 8% el caudal primario que se obtenga de la gráfica para un salto térmico de 35 K (figura 3.37).

Por consiguiente, de la figura 3.37 se puede deducir que: con un consumo estimado de 10,9 l/min (eje de abscisas) y una temperatura de impulsión de 60°C, el caudal necesario en el primario de cada intercambiador será de 600 l/h (eje de ordenadas) para un salto térmico de 35 K. Si se incrementa su valor en un 8% se obtendrá un caudal de **648 l/h**.

### 3.5.6.3. Caudal total del circuito de distribución

Para el cálculo del caudal total del circuito de distribución se tendrá en cuenta que la válvula del equipo no permite el paso de agua precalentada solar al intercambiador cuando no hay consumo de ACS y que todos los intercambiadores no estarán abiertos al mismo tiempo, debido a que el consumo de todas las viviendas y locales no va a tener lugar en el mismo instante. Por este motivo hay que considerar un coeficiente de simultaneidad que se obtendrá utilizando la siguiente expresión extraída de [12]:

$$\phi = \frac{19 + n}{10 \cdot (n - 1)}$$

donde:

$\phi$  coeficiente de simultaneidad cuyo valor mínimo es de 0,2 (adimensional).

$n$  número de viviendas y locales.

Para  $n = 44$  se obtiene un coeficiente de simultaneidad  $\phi = 0,2$ . De manera que el caudal total del circuito de distribución será:

$$Q_D = n \cdot \phi \cdot Q_{\text{ario}} = 5702,4 \text{ l/h}$$

### 3.5.6.4. Tuberías del circuito de distribución

Para el dimensionado de la tubería de distribución (bajante) hay que tener en cuenta lo siguiente: los intercambiadores están conectados en paralelo y su pérdida de carga en el primario, según la gráfica de la figura 3.38, está en torno a 0,125 bar (1,25 m.c.a.) para un caudal de 648 l/h.

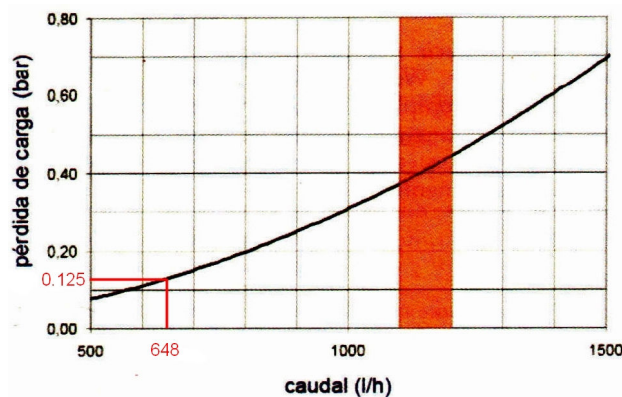


Figura 3.38 Pérdida de carga en el primario del intercambiador (fuente [3]).

El hecho de tener una pérdida de carga elevada en los equipos permitirá poder dimensionar la tubería de distribución (bajante vertical) de manera que, su pérdida de carga sea menor que la de un intercambiador junto con sus conexiones al circuito de distribución, y así evitar el uso de válvulas de equilibrado en cada una de las viviendas y locales.

Es decir, mientras el CIRCO MF Plus no demande consumo, el agua precalentada solar circulará por la tubería de distribución cuando se accione la bomba de recirculación (véase apartado 3.5.7.2 para su control), puesto que su pérdida de carga es menor. En cambio, si el equipo demanda consumo hay que generar una pérdida de carga en el circuito de distribución igual a la del intercambiador junto con sus conexiones, puesto que el agua precalentada solar deberá circular por el equipo y por la propia bajante. Esto se conseguirá insertando una válvula de equilibrado *VEH* (véase en el capítulo 4 de planos el esquema de principio) en la parte más baja del circuito, de manera que la pérdida de carga que genere sea equivalente a la de un equipo.

Siendo la pérdida de carga del intercambiador de  $1,25 \text{ m.c.a.}$ , con un caudal de diseño de  $648 \text{ l/h}$ , y la longitud de la tubería de conexión entre el equipo y la tubería de distribución de  $2 \text{ m}$  (impulsión más retorno), la pérdida de carga total será, considerando un diámetro de **12 mm** de tubería:

$$\Delta P_{\text{CIRCO MF}} = \Delta P_{\text{intercambiador}} + \Delta P_{\text{tubo 12mm}} = 1,25 + 1,07 = 2,32 \text{ m.c.a.}$$

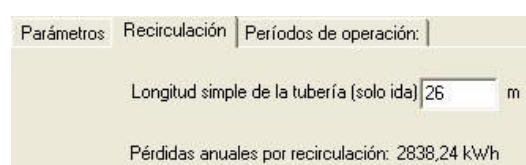
El procedimiento para calcular los diámetros de tubería en función de la pérdida de carga será igual que en las tuberías del circuito primario, teniendo en cuenta que la velocidad del fluido ha de ser inferior a  $2 \text{ m/s}$  para evitar ruidos, tal y como se indica en [IDA].

Por lo tanto, la tubería de distribución se dimensionará con una pérdida de carga menor a  $2,32 \text{ m.c.a.}$ , teniendo en cuenta una longitud de  $52 \text{ m}$  (impulsión más retorno), más la longitud equivalente de  $88 \text{ T's}$  para las conexiones y un caudal de  $5702,4 \text{ l/h}$ .

Con un diámetro de tubería de **54 mm** se obtiene la pérdida de carga inmediatamente inferior, con un valor de  $1,82 \text{ m.c.a.}$ .

El aislamiento de las tuberías del circuito de distribución será de coquilla de caucho etileno-propileno-dieno (EPDM) de la marca *Aeroline* con un espesor de  $20 \text{ mm}$  tal y como se indica en [RIT].

Se introducirá en *Consumo ACS* de T-SOL la longitud de la tubería de distribución simple. En la figura 3.39 se muestra que se obtendrán unas pérdidas anuales por recirculación de  $2838,24 \text{ kWh}$ .



Parámetros: Recirculación | Períodos de operación:

Longitud simple de la tubería (solo ida) 26 m

Pérdidas anuales por recirculación: 2838,24 kWh

Figura 3.39 Introducción de la longitud de la tubería de distribución en T-SOL.

### 3.5.6.5. Selección de la bomba de recirculación

La prioridad de la bomba de recirculación en el circuito de distribución será maximizar la potencia en los intercambiadores, en función del número de equipos CIRCO MF Plus abiertos y el caudal de consumo instantáneo en cada uno de ellos, minimizando la temperatura de retorno al acumulador solar. Por este motivo se instalará una bomba con regulación de caudal, en función de la presión diferencial, que se adaptará a las variaciones del sistema por sí misma.

Cuando el número de equipos abiertos aumente, el sistema presentará menor pérdida de carga debido a que todo el caudal de distribución se repartirá entre los distintos elementos abiertos, siendo el caudal de entrada en cada uno de los equipos menor que el caudal nominal de diseño. En este momento, la bomba tenderá a variar su punto de trabajo aumentando el caudal impulsado.

Sin embargo, cuando el número de equipos abiertos sea menor, la pérdida de carga del sistema aumentará ya que el caudal de distribución se repartirá entre un número menor de elementos. De manera que, la pérdida de carga en éstos es mayor ya que hay un aumento del caudal de paso a través de cada uno de los equipos respecto al caudal de diseño. A diferencia de la situación anterior, la bomba tenderá a aumentar la altura manométrica  $H$  reduciendo el caudal impulsado, tal y como se puede observar en la figura 3.40.

La elección de la bomba se realiza a partir de la pérdida de carga del equipo junto con sus conexiones y del circuito de distribución. La altura manométrica  $H$  de la bomba en el punto de trabajo debe compensar estas pérdidas de carga y viene definida según [2] por:

$$H = \Delta P_{CIRCO\ MF} + \Delta P_{DISTRIBUCIÓN} = 2,32 + 1,82 = 4,14\ m.c.a$$

Con el programa de selección de bombas *Grundfos*, se ha seleccionado para el circuito de distribución la bomba *Grundfos* modelo Magna 50-100 F, cuyo rango de operación contiene el punto de trabajo definido por esta altura manométrica con el caudal del circuito de distribución  $Q_D = 5702,4\ l/h$  (figura 3.40).

La ficha técnica de la bomba con los datos de trabajo teóricos de la instalación se encuentran adjunta en el CD del proyecto.

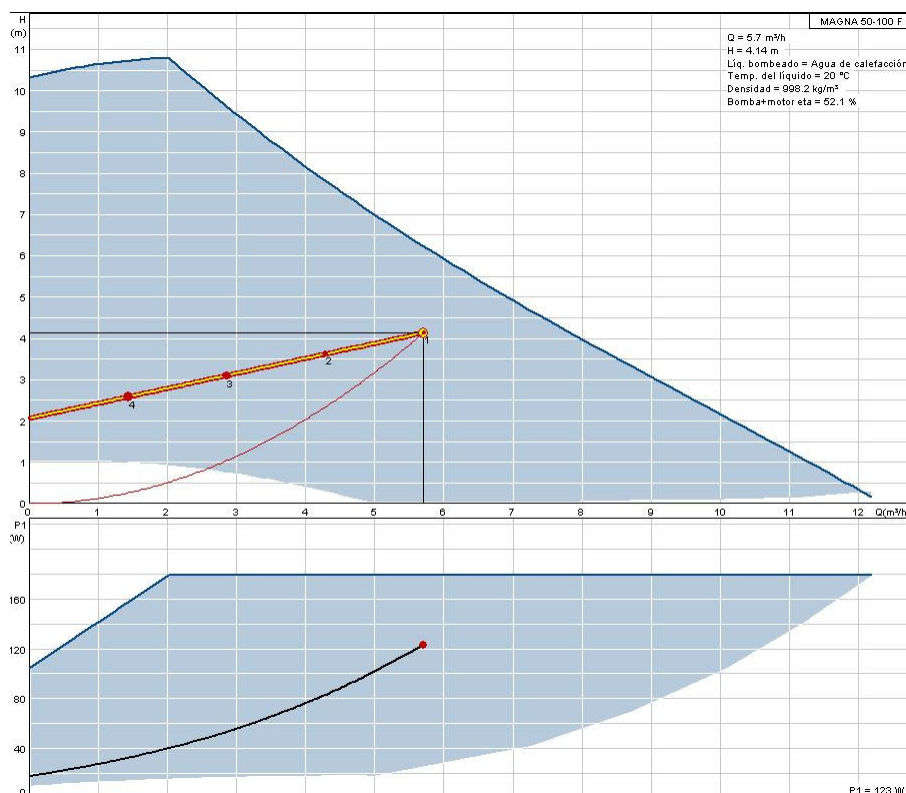


Figura 3.40 Curva característica de la bomba seleccionada, Grundfos Magna 50-100 F (fuente [7]).

### 3.5.7. SUBCONJUNTO DE REGULACIÓN Y CONTROL

El sistema de regulación y control cumplirá lo se que establece en [CTE]:

- El control de funcionamiento normal de las bombas del circuito de captadores, deberá ser siempre de tipo diferencial y deberá actuar en función de la diferencia entre la temperatura del fluido caloportador en la salida de la batería de los captadores y la del depósito de acumulación. El sistema de control actuará y estará ajustado de manera que las bombas no estén en marcha cuando la diferencia de temperaturas sea menor de  $2^{\circ}\text{C}$  y no estén paradas cuando la diferencia sea mayor de  $7^{\circ}\text{C}$ . La diferencia de temperaturas entre los puntos de arranque y de parada de termostato diferencial no será menor que  $2^{\circ}\text{C}$ .
- Las sondas de temperatura para el control diferencial se colocarán en la parte superior de los captadores de forma que representen la máxima temperatura del circuito de captación. El sensor de temperatura de la acumulación se colocará preferentemente en la parte inferior en una zona no influenciada por la circulación del circuito secundario o por el calentamiento del intercambiador.
- El sistema de control asegurará que en ningún punto la temperatura del fluido de trabajo descienda por debajo de una temperatura  $3^{\circ}\text{C}$  superior a la de congelación del fluido.

### 3.5.7.1. Equipos de regulación y control

La regulación escogida para la instalación solar es del fabricante *Wagner & Co*, modelo Sungo SXL (figura 3.41), con las siguientes características:

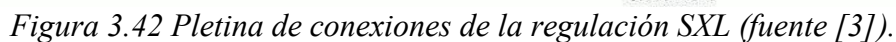
- Carga solar para una instalación solar con 1, 2 o 3 acumuladores.
- Posibilidad de seleccionar 10 tipos de instalación solar completamente programados.
- Memoria de avisos de sistema con fecha y hora para simplificar trabajos de mantenimiento.
- Varios equipos periféricos conectados vía interfaz especial disponibles (telemonitorización).
- 7 entradas fijas de temperatura y 3 entradas con tipo seleccionable (sensor de irradiación, caudalímetro y sensor de temperatura).
- 6 salidas.
- Potencia máxima salidas 920 VA.
- Incluye 4 sondas de temperatura de resistencia de platino, modelo PT1000: 1 k $\Omega$  a 0°C, rango de -25°C a 200°C.



*Figura 3.41 Regulación solar Sungo SXL (fuente [3]).*

La integración de la regulación en la instalación solar se detalla en el esquema de principio del capítulo 4 de planos.

La pletina de conexiones de la regulación SXL, donde se muestran las entradas y salidas, se encuentra detallado en la figura 3.42.



En la tabla 3.12 se resumen las variables de entrada (sensores) y las de salida (actuadores):

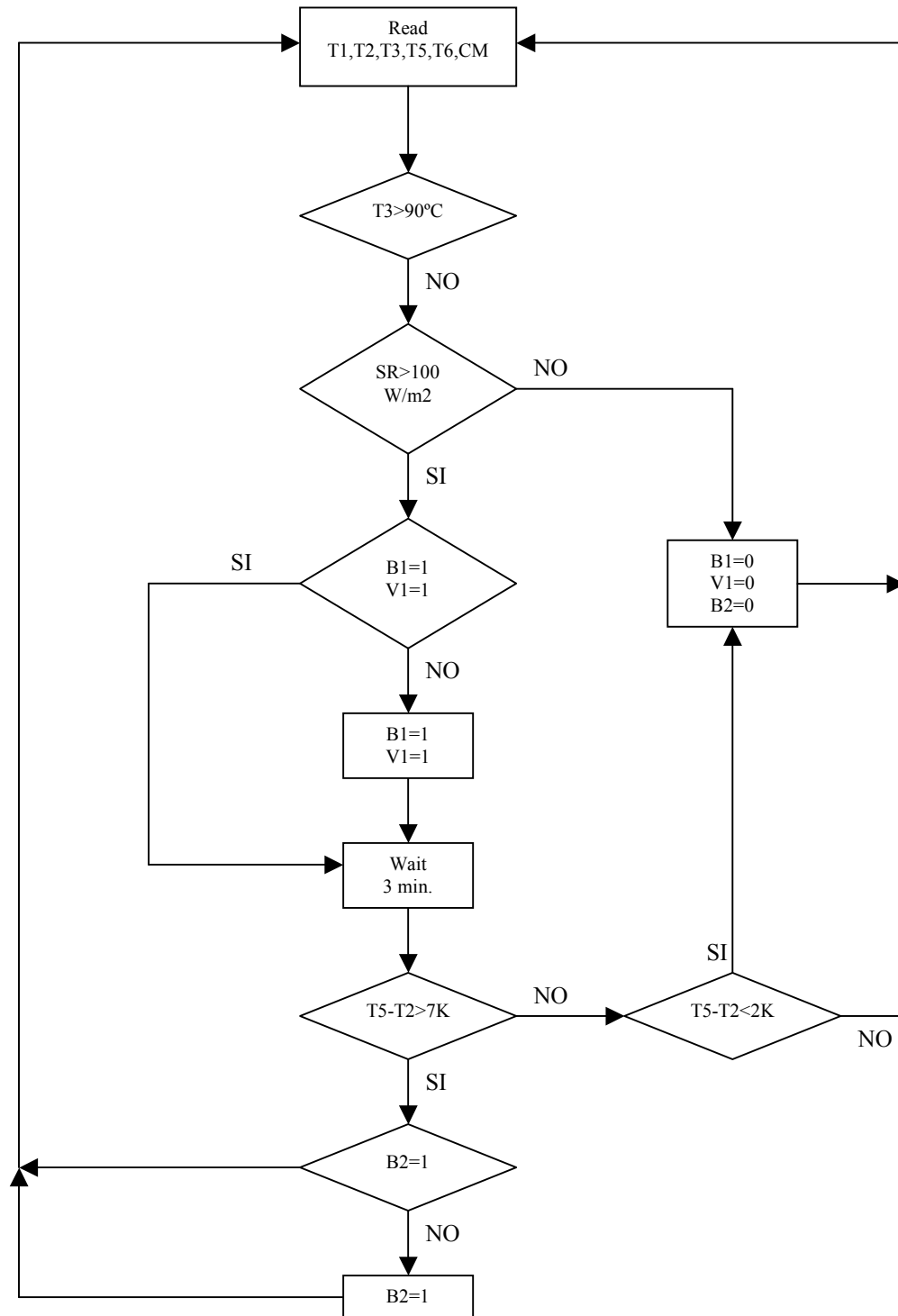
*Tabla 3.12 Variables de entrada y salida en la instalación solar para su regulación y control.*

106

### 3.5.7.2.1. Control de carga del acumulador solar

El control de carga del acumulador solar se sintetiza en el siguiente diagrama de flujo:

$\forall \text{ var. binarias} = \begin{cases} 0 \Rightarrow \text{apagado} \\ 1 \Rightarrow \text{encendido} \end{cases}$



La sonda de radiación solar (SR) se situará en el exterior, fijada a la estructura de los captadores solares y con la misma inclinación que éstos. La sonda T2 se situará en la parte inferior de acumulador solar (parte fría), la sonda T3 en la parte alta del acumulador (parte caliente), la sonda T5 en la impulsión (entrada intercambiador) del circuito solar al intercambiador de placas y, el caudalímetro CM y la sonda T6 en el retorno (salida intercambiador).

El control del proceso de carga tendrá como objetivo regular la conversión de la radiación solar en calor y transferirla al acumulador solar. Esto se conseguirá mediante la puesta en marcha y la detención de las bombas del circuito primario (B1) y secundario (B2), en función de las temperaturas recogidas por las sondas SR, T2, T3 y T5.

El funcionamiento será el siguiente:

- La bomba B1 se pondrá en funcionamiento cuando la irradiancia, medida por el sensor de radiación solar, sea suficiente para permitir una captación efectiva de energía ( $>100 \text{ W/m}^2$ ), siempre que la temperatura de la parte alta del acumulador T3 no supere la temperatura máxima fijada ( $90^\circ\text{C}$ ).
- La válvula V1, que evitará el movimiento del vapor en el circuito primario en situaciones de estancamiento, estará enclavada con la bomba B1. Normalmente cerrada se abrirá cuando B1 arranque.
- Estando B1 en marcha se establecerá un tiempo mínimo de funcionamiento a fin de que el circuito primario se estabilice. A medida que aumente la temperatura en el circuito, cuando T5 sea superior en  $7^\circ\text{C}$  a T2, la regulación pondrá en marcha la bomba B2, iniciándose la aportación de energía solar al acumulador.
- La bomba B2 se detendrá cuando la diferencia entre T1 y T2 sea inferior a unos  $2^\circ\text{C}$ .
- Estando en funcionamiento todo el sistema, la regulación determinará la producción de calor en  $kWh$  (calorímetro) a partir de los datos medidos por el caudalímetro CM en el retorno del circuito solar y el diferencia de temperatura de las sondas T5 y T6.

Se introducirán los diferenciales de temperatura para el control de la bomba B2 en *Conexión del circuito del captador* de T-SOL, tal y como se muestra en la figura 3.43.



Circuito del colector
 Conectar depósito
 Control

**Conectar el circuito del colector:**

Temperatura de salida del colector

7 K por encima de la temperatura de referencia del depósito

**Desconectar el circuito del colector:**

☒ Temperatura de salida del colector

2 K por encima de la temperatura de referencia del depósito

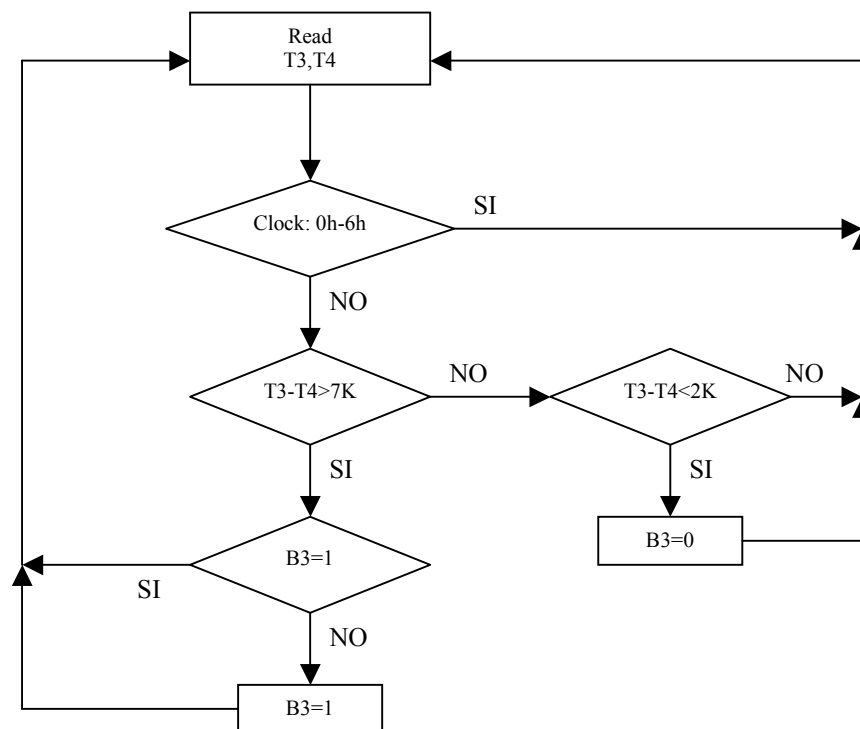
☐ Salto térmico en el intercambiador de calor en el circuito primario es menor que

2 K

Figura 3.43 Control de la bomba B2 en TSOL.

### 3.5.7.2.2. Control de descarga de agua precalentada solar

El control de descarga de agua precalentada solar se sintetiza en el siguiente diagrama de flujo:



La sonda T3 se situará en la parte alta del acumulador y la sonda T4 en el retorno del circuito de distribución.

La bomba de recirculación B3 del circuito de distribución funcionará en función del horario fijado por la Comunidad (típicamente de las 0h a las 6h) y mediante el diferencial de temperaturas entre T3 y T4. Los saltos térmicos para la puesta en marcha y la detención de la bomba B3 serán los mismos que para la carga del acumulador.

Se introducirá el horario de funcionamiento de la bomba B3 en *Consumo ACS* de TSOL, tal y como se muestra en la figura 3.44.



Figura 3.44 Período de operación de la bomba de recirculación en TSOL.

El caudal de la bomba B3 se seleccionará para dar el caudal punta previsto aplicando el coeficiente de simultaneidad, como se ha calculado en el apartado 3.5.6.3, y variará en función de las viviendas con consumo.

Se tendrá en cuenta que, la caldera seleccionada tiene una potencia nominal de  $27,9 \text{ kW}$  a  $10,9 \text{ l/min}$  y por debajo de  $7 \text{ kW}$  se pararía para evitar condensaciones ácidas en su interior con la consiguiente corrosión. De manera que, cuando la temperatura disponible en el acumulador sea menor que la necesaria para dar la potencia nominal, pero mayor que la necesaria para dar la diferencia entre la potencia nominal y la mínima de la caldera ( $27,9 \text{ kW} - 7 \text{ kW} = 20,9 \text{ kW}$ ), a la salida de caldera tendremos una temperatura del ACS superior a la de uso ( $50 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Para evitar los problemas de escaldaduras asociados a este comportamiento, muchos fabricantes de caldera recomiendan el uso de válvulas mezcladoras antes o después de la caldera como se muestra en la figura 3.45.

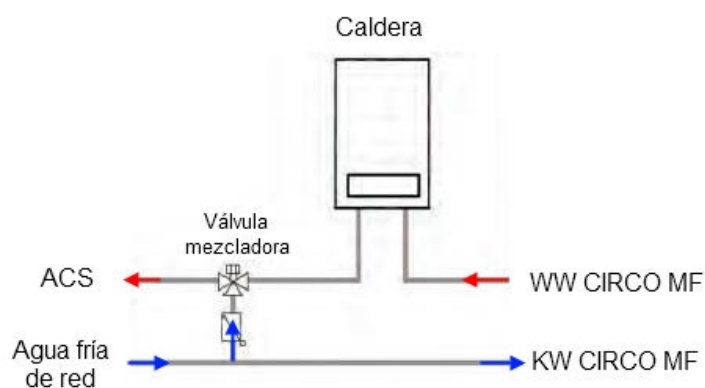
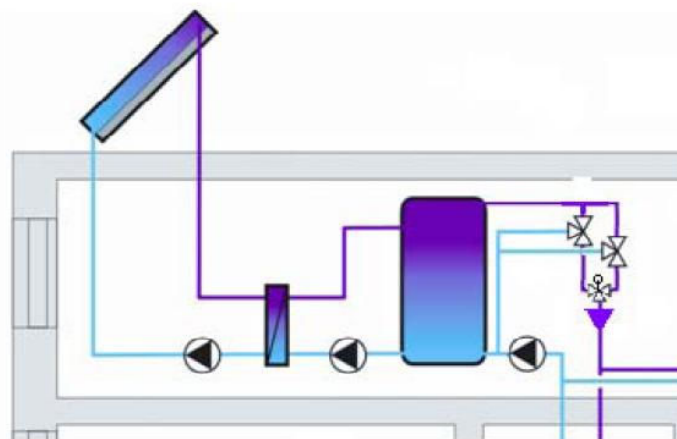


Figura 3.45 Válvula mezcladora después de la caldera para evitar sobrecalentamientos en el ACS.

Esta solución perjudica el rendimiento de la instalación solar, debido a que la mezcla con agua fría de red a la salida de la caldera provoca un aumento de la temperatura de retorno al acumulador solar, puesto que cuanto menor sea el caudal de agua fría que pasa a través del intercambiador por KW, el aprovechamiento de la energía solar disminuye considerablemente. Esta circunstancia provoca un aumento en la temperatura media de trabajo del sistema, haciendo que disminuya el rendimiento global.

Una alternativa a este sistema de regulación por mezcla en cada caldera es controlar la temperatura en el circuito de distribución, utilizando dos válvulas termostáticas mezcladoras en paralelo y una válvula motorizada de 3 vías todo-nada (véase en el capítulo 4 de planos el esquema de principio válvulas V60, V50 y V2) a la salida del acumulador solar (figura 3.46).



*Figura 3.46 Sistema de regulación de descarga del acumulador solar mediante 2 válvulas termostáticas mezcladoras con dos temperaturas de consigna (fuente[4]).*

- La primera válvula (V60) tarada a  $60^{\circ}\text{C}$  (véase apartado 3.5.6.2) tiene como objeto que el sistema solar aporte el 100% de la demanda cuando el acumulador está a un nivel térmico suficiente, y por consiguiente evitar el arranque de la caldera.
- La segunda válvula (V50) tarada a  $50^{\circ}\text{C}$  tiene como objeto que el sistema solar aporte como máximo  $20,9\text{ kW}$ , y la caldera aporte la energía que resta con la mínima modulación ( $7\text{ kW}$ ). Esta temperatura de consigna ha sido suministrada por fabricante del CIRCO MF Plus como equivalencia de las potencias de diseño del presente proyecto.
- Después del juego de válvulas termostáticas mezcladoras se encuentra la válvula motorizada de 3 vías (V2), que forzará el paso del caudal por una válvula u otra en función de la temperatura leída en la parte superior del acumulador solar (T3). El funcionamiento será el siguiente:
  - Temperatura acumulador  $> 60^{\circ}\text{C}$ : el paso será por V60 mezclando con agua fría del retorno del circuito de distribución hasta conseguir  $60^{\circ}\text{C}$  a la salida.
  - Temperatura acumulador  $= 60^{\circ}\text{C}$ : el paso será por V60 sin mezclar agua fría.
  - $50^{\circ}\text{C} < \text{Temperatura acumulador} < 60^{\circ}\text{C}$ : el paso será por V50 mezclando con agua fría hasta conseguir  $50^{\circ}\text{C}$  a la salida.
  - Temperatura acumulador  $\leq 50^{\circ}\text{C}$ : el paso será por V50 sin mezclar agua fría.

### 3.6. INFORME ENERGÉTICO Y AMBIENTAL

El presente apartado tiene como objeto presentar los estudios energéticos y ambientales extraídos de la simulación realizada con TSOL. Se expondrán los resultados energéticos resumidos en una tabla y en gráficas, y así mismo el ahorro de emisiones de CO<sub>2</sub>.

#### 3.6.1. RESULTADOS ENERGÉTICOS

En la tabla 3.13 se muestran los resultados de la simulación del comportamiento mensual y anual del sistema con el aporte solar. El significado de los principales epígrafes son:

- *Radiación disponible:* radiación solar disponible sobre la superficie de apertura del campo de captadores, considerando las pérdidas por sombras.
- *Energía solar útil aportada al ACS:* energía de origen solar aportada al sistema de ACS.
- *Demanda de ACS y distribución:* la demanda de energía estimada para cubrir las necesidades de ACS es de  $DE_{ANUAL} = 85439 \text{ kWh/año}$  como se ha visto anteriormente. Aquí se muestra esta energía incluyendo las pérdidas por distribución.
- *Consumo de ACS a 50°C:* consumo en m<sup>3</sup> de ACS a la temperatura de diseño.
- *Grado de cobertura solar de la demanda de ACS:* porcentaje de la demanda de ACS que es aportada por el sistema solar.

	Radiación Disponible	Energía solar útil aportada al ACS	Demanda de ACS y distribución	Consumo de ACS a 50 °C	Grado de cobertura solar de la demanda de ACS	Eficacia del sistema	Eficacia del campo solar	Pérdidas en tuberías del primario
Mes	kWh	kWh	kWh	m <sup>3</sup>	%	%	%	%
Enero	3848	2570	8006	173,6	32,1%	66,8%	65,6%	2,6%
Febrero	6722	4634	7622	156,8	60,8%	68,9%	70,7%	1,8%
Marzo	7370	5067	8279	173,6	61,2%	68,8%	69,7%	1,9%
Abril	7609	5055	7682	168,0	65,8%	66,4%	66,9%	2,2%
Mayo	8066	5273	7448	173,6	70,8%	65,4%	67,0%	2,2%
Junio	8241	5405	6748	168,0	80,1%	65,6%	66,8%	2,2%
Julio	8846	5843	6647	173,6	87,9%	66,1%	67,8%	2,0%
Agosto	8245	5545	6539	173,6	84,8%	67,3%	68,6%	1,9%
Septiembre	7224	4952	6456	168,0	76,7%	68,5%	69,8%	1,8%
Octubre	6299	4304	6998	173,6	61,5%	68,3%	68,1%	2,1%
Noviembre	3509	2212	7000	168,0	31,6%	63,0%	63,5%	2,9%
Diciembre	2276	1491	7530	173,6	19,8%	65,5%	62,7%	3,1%
Anual	78255	52351	86957	2044,0	60,2%	66,9%	67,8%	2,1%
Nº captadores Wagner&Co EURO-C20AR	20		Consumo medio de ACS (m <sup>3</sup> /día)		5,6			
m <sup>2</sup> totales=	47,8		V acumulación solar(L) =		4000			
Orientación	0º (Sur)		Potencia de Intercambio (kW)=		31,9			
Inclinación	40		Temp. Agua de red Feb/Ago =		9/19 °C			

Tabla 3.13 Dimensionado de la instalación solar y resultados energéticos de TSOL.

En la figura 3.45 se muestra el balance energético de la instalación solar:

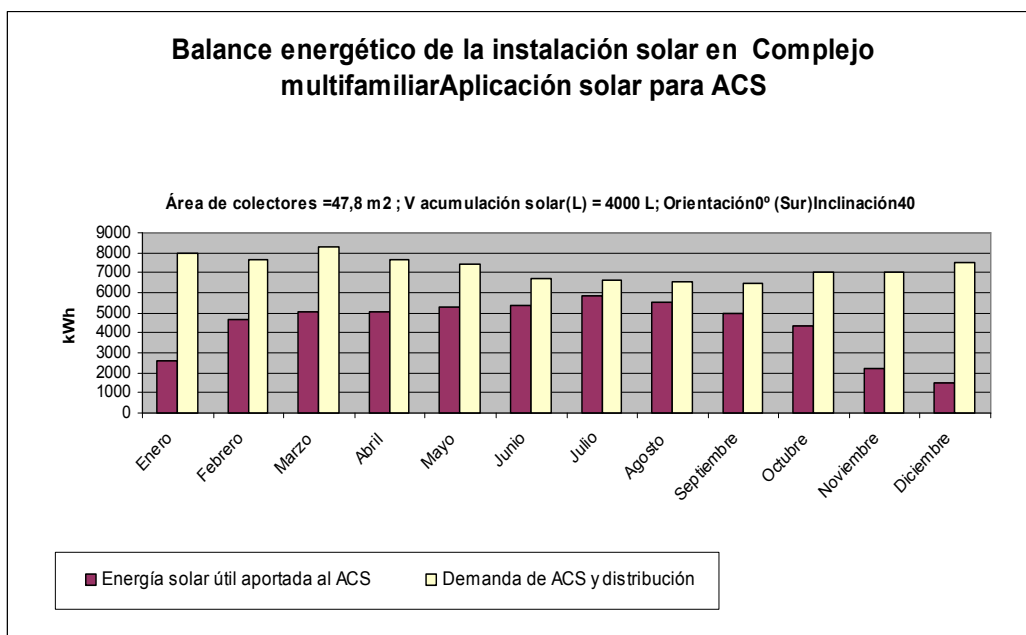


Figura 3.45 Producción energética de la instalación solar (extraído de TSOL).

En la figura 3.46 se muestra los coeficientes de eficacia y grados de cobertura de la instalación solar:

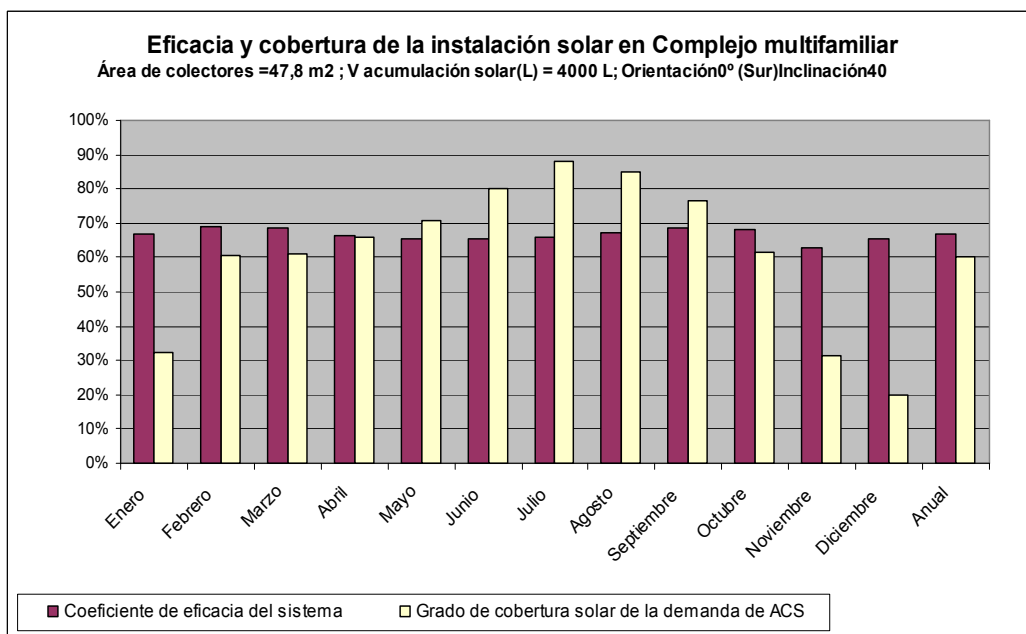


Figura 3.46 Eficacia y cobertura de la instalación solar (extraído de TSOL).

### 3.6.2. AHORRO DE EMISIONES DE CO<sub>2</sub>

La instalación del sistema solar en el edificio objeto de este proyecto además de ahorro energético, producirá una gran reducción de las emisiones contaminantes producidas al entorno. En la tabla 3.14 se presentan los resultados con las emisiones de contaminantes evitadas.

Combustible	Factor de emisión de CO <sub>2</sub> *	CO <sub>2</sub> evitados kg/año
Gas Natural	55,5	11621,922
<b>Área de colectores =47,8 m<sup>2</sup> ; V acumulación solar(L) = 4000 L; Orientación0° (Sur)Inclinación40</b>		
Ahorro energético anual - Energía (kWh/año)	52351kWh/año	
Ahorro de emisiones - kg de CO <sub>2</sub> en 20 años *	232438,44 kgCO <sub>2</sub>	
Reducción Emisiones en millones de km equivalentes de coches nuevos (CO <sub>2</sub> evitado en 20 años) **	1,94 Millones de km	
Número de árboles equivalentes (CO <sub>2</sub> acumulado en 20 años) ***	4226 árboles	
Hectáreas de bosques equivalentes (CO <sub>2</sub> acumulado en 20 años) ***	1,01 hectáreas	

\*EMEP/CORINAIR Atmospheric Emission Inventory Guidebook (SNAP-97)

\*\* Comision Europea. Objetivo 2005

\*\*\* ECCM Edinburgh Centre for Carbon Management

*Tabla 3.14 Emisiones de contaminantes evitadas con la instalación solar (extraído de TSOL).*

## 4. PLANOS

## **4.1. PLANOS GENERALES**



## **4.2. PLANTA CUBIERTA**

## **4.3. PLANTA TIPO**

## **4.4. PLANTA BAJA**

## **4.5. SECCIÓN A-A'**

## **4.6. SECCIÓN B-B'**

## **4.7. ESQUEMA DE PRINCIPIO**

## 5. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS Y PRESUPUESTO

## 5.1. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

Se recogen las condiciones técnicas mínimas que debe cumplir la instalación solar térmica, especificando los requisitos de durabilidad, fiabilidad y seguridad, en el *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura* (PET-REV enero 2009) [IDA]. Su ámbito de aplicación se extiende a todos los sistemas mecánicos, hidráulicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de la instalación.

Este pliego está elaborado a partir del convenio para el impulso tecnológico de la energía solar entre el IDAE y el departamento de energías renovables del INTA . Han participado expertos independientes de las diferentes comunidades autónomas y se han considerado opiniones de entidades acreditadas colaboradoras del IDAE y las de CENSOLAR.

El documento está disponible para su consulta en el CD adjunto del proyecto y en la propia web del organismo <http://www.idae.es>.

## 5.2. PRESUPUESTO

### 5.2.1. SUBCONJUNTO DE CAPTACIÓN

Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Precio Final
<b>Captador solar plano marca Wagner Solar modelo EURO C20-AR</b> Con vidrio solar antireflexivo sunarc (transmitancia 96%) para funcionamiento de muy alto rendimiento. Área de apertura 2,4 m <sup>2</sup> (área bruta 2,6 m <sup>2</sup> ), recubrimiento en vacío selectivo no contaminante de alta eficiencia (absorción 95%, emisividad 5%), absorbedor de área completa, marco de aluminio anodizado, aislamiento térmico de 60 mm de espesor, conexión hidráulica de ½" de rosca exterior, vainas de inmersión para sonda de temperatura de 6 mm de diámetro incluida con el captador, dimensiones 2151 x 1215 x 110 mm (largo x ancho x alto). Peso: 48 kg. Fijación sobre tejados inclinados o tejados planos <b>108 160 60</b>	20	851,22	17.024,40
<b>Montaje de captadores EURO en formato vertical sobre tejados planos</b> Estructura de perfiles de aluminio para ángulo de inclinación variable de hasta 50°, tornillos de acero inoxidable para perfiles y fijación del captador, tornillos galvanizados con tacos para anclaje en el suelo, uniones roscadas para la conexión hidráulica en ½" – 18 mm. Colocación del captador en formato vertical. Kit básico de montaje sobre tejados planos para captadores EURO. Para 1 captador EURO C20 colocado en formato vertical. <b>190 200 70</b>	8	155,38	1.243,04
<b>Kit de ampliación de montaje sobre tejados planos para captadores EURO.</b> Para 1 captador adicional EURO C20 colocado en formato vertical <b>190 200 75</b>	12	170,60	2.047,20
<b>Subtotal</b>			<b>20.314,64 €</b>



## 5.2.2. CIRCUITO PRIMARIO SOLAR

Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Precio Final
<b>Líquido calo-portador DC 20</b> Sin peligro para el hombre y el medio ambiente, para proteger el circuito solar de heladas y oxidación. Muy buenas cualidades de transmisión térmica. Para la mezcla con agua. 25 L	150 100 04	1	186,57
<b>Tubería diámetro 28 mm</b> Tubería de cobre	3	7,00	21,00
<b>Tubería diámetro 22 mm</b> Tubería de cobre	3	6,50	19,50
<b>Tubería diámetro 18 mm</b> Tubería de cobre	78	6,00	468,00
<b>Tubería diámetro 15 mm</b> Tubería de cobre	42	5,50	231,00
<b>Tubería diámetro 12 mm</b> Tubería de cobre	8	5,00	40,00
<b>Aislamiento de tubos de EPDM - Tubería 28 mm</b> Aislamiento de EPDM flexible con superficie interior muy deslizante, resistente a rayos uva para la instalación al aire libre, resistente a envejecimiento y altas temperaturas hasta 175°C, $\lambda = 0,040$ W/mK. Ideal para aislar circuitos solares en el interior o al aire libre. Longitud 1 m.	3	3,50	10,50
<b>Aislamiento de tubos de EPDM - Tubería 22 mm</b> Aislamiento de EPDM flexible con superficie interior muy deslizante, resistente a rayos uva para la instalación al aire libre, resistente a envejecimiento y altas temperaturas hasta 175°C, $\lambda = 0,040$ W/mK. Ideal para aislar circuitos solares en el interior o al aire libre. Longitud 1 m.	3	3,00	9,00
<b>Aislamiento de tubos de EPDM - Tubería 18 mm</b> Aislamiento de EPDM flexible con superficie interior muy deslizante, resistente a rayos uva para la instalación al aire libre, resistente a envejecimiento y altas temperaturas hasta 175°C, $\lambda = 0,040$ W/mK. Ideal para aislar circuitos solares en el interior o al aire libre. Longitud 1 m.	78	2,50	195,00
<b>Aislamiento de tubos de EPDM - Tubería 15 mm</b> Aislamiento de EPDM flexible con superficie interior muy deslizante, resistente a rayos uva para la instalación al aire libre, resistente a envejecimiento y altas temperaturas hasta 175°C, $\lambda = 0,040$ W/mK. Ideal para aislar circuitos solares en el interior o al aire libre. Longitud 1 m.	42	2,00	84,00
<b>Aislamiento de tubos de EPDM - Tubería 12 mm</b> Aislamiento de EPDM flexible con superficie interior muy deslizante, resistente a rayos uva para la instalación al aire libre, resistente a envejecimiento y altas temperaturas hasta 175°C, $\lambda = 0,040$ W/mK. Ideal para aislar circuitos solares en el interior o al aire libre. Longitud 1 m.	8	2,00	16,00
<b>Intercambiador de placas desmontables Suicalsa modelo IP360025PX08. Para el intercambio térmico externo de los acumuladores.</b> Incluye placas de acero inoxidable soldadas con cobre. Presión de sieño 8 bar, temperatura máxima de servicio admisible 225°C, aislamiento desmontable de EPP, libre de hidrocarburos clorofluorados y PVC. Conexión hidráulica 1"	1	595,33	595,33

<b>Bomba circuladora Wilo modelo Star-ST 15/11</b> Bomba circuladora de rotor húmedo libre de mantenimiento. Carcasa de fundición gris y eje de acero inoxidable.	1	282,00	282,00
<b>Kit vaso de expansión CIRCO 80 I</b>  Vaso de expansión para estación de circuito solar, temperatura máxima de servicio 110°C, presión máxima de servicio admisible 10 bar. Volumen 80 l, fijación con patas, presión previa 2,5 bar <b>150 300 76</b>	1	394,26	394,26
<b>Válvula de seguridad 6 Bar</b> Válvula de seguridad para instalación por fila de capatadores. 6 Bar, conexión ½"	3	12,62	37,85
<b>Válvula de corte</b> Válvula de corte tipo esfera para instalación por batería de capatadores. Conexión ½"	16	3,90	62,40
<b>Válvula de equilibrado Frese modelo Alpha</b> Válvula de equilibrado dinámico FRESE modelo ALPHA + VALVULA BOLA + 2 TAPONES 49-9356 Diámetro-18mm	4	48,52	194,08
<b>Válvula de equilibrado Frese modelo Alpha</b> Válvula de equilibrado dinámico FRESE modelo ALPHA + VALVULA BOLA + 2 TAPONES 49-9356 Diámetro-15mm	3	43,62	130,86
<b>Válvula de equilibrado Frese modelo Alpha</b> Válvula de equilibrado dinámico FRESE modelo ALPHA + VALVULA BOLA + 2 TAPONES 49-9356 Diámetro-12mm	1	43,62	43,62
<b>Válvula antirretorno</b> Válvula antirretorno tipo clapeta. Conexión ½"	1	5,20	5,20
<b>Componentes de purga. Kit de purgadores manuales</b> 2 purgadores manuales conexión 3/8" con llave de purga <b>190 210 10</b>	8	5,61	44,88
<b>Subtotal</b>			<b>3.071,05 €</b>

### 5.2.3. CIRCUITO SECUNDARIO SOLAR

Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Precio Final
<b>Tubería diámetro 28 mm</b> Tubería de cobre	3	7,00	21,00
<b>Aislamiento de tubos de EPDM - Espesor 30 mm para tubería 28 mm</b> Aislamiento de EPDM flexible con superficie interior muy deslizante, resistente a rayos uva para la instalación al aire libre, resistente a envejecimiento y altas temperaturas hasta 175°C, lambda = 0,040 W/mK. Ideal para aislar circuitos solares en el interior o al aire libre. Longitud 1 m.	3	3,00	9,00
<b>Válvula de corte</b> Válvula de corte tipo esfera para instalación por batería de capatadores. Conexión ½"	2	3,90	7,80
<b>Bomba circuladora Wilo modelo Star-Z 20/1</b> Bomba circuladora de rotor húmedo libre de mantenimiento. Carcasa de fundición gris y eje de acero inoxidable.	1	272,00	272,00
<b>Subtotal</b>			<b>309,80 €</b>

## 5.2.4. SUBCONJUNTO DE ACUMULACIÓN

Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Precio Final
<b>Acumulador de inercia RATIO PSX-F 2000</b> Acumulador de acero para el apoyo solar a la calefacción y al ACS. Aislamiento desmontable libre de hidrocarburos clorofluorados y PVC con regleta de enganches y revestimiento robusto de poliestirol. Pérdidas térmicas mínimas mediante el aislamiento de espuma blanda de 80 mm y 100 mm de espesor. Temperatura máxima de trabajo 95°C. Montaje de sondas variable en altura. Presión máxima de servicio admisible 3 bar. Volumen 2000 l, Diámetro 1300 mm, Altura con aislamiento 2410 mm, Aislamiento 100 mm	2	3.132,91	6.265,82
<b>Válvula de corte</b> Válvula de corte tipo esfera para entradas/salidas del acumulador.	4	3,90	15,60
<b>Subtotal</b>			<b>6.281,42 €</b>

## 5.2.5. SUBCONJUNTO DE ENERGÍA AUXILIAR

Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Precio Final
<b>Caldera Junkers modelo WRS 400 T</b> Caldera modulante. Gas natural o butano. Potencia nominal: 27,9 kW. Potencia mínima: 7 kW. Presión máxima 12 bar. Medidas: 755 x 460 x 220	44	480,00	21.120,00
<b>Subtotal</b>			<b>21.120,00 €</b>

## 5.2.6. CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN

Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Precio Final
<b>CIRCO MF PLUS. Montaje en patinillo</b> Grupo hidráulico de descarga térmica del acumulador solar sin carcasa. Para instalaciones solares centralizadas conectadas a instalaciones de calderas de producción instantánea de ACS individual. Un equipo por vivienda. Instalación rápida mediante unidad premontada en armario preparada para su montaje en la pared con intercambiador A20-18H con 10mm de aislamiento, sistema de regulación mediante control hidráulico, incluye los elementos de conexión (válvulas de corte, opcional). Condiciones de diseño: Potencia 35 kW; Circuito de ACS con un caudal de 900L/hr; temperatura entrada 10°C y temperatura de salida 45°C. Circuito de distribución solar con un Caudal de 900 L/hr, temperatura de alimentación de 60°C. Dimensiones: 332 x 435 mm.	44	599,00	26.356,00
<b>Tubería diámetro 54 mm</b> Tubería de cobre	52	8,25	429,00
<b>Tubería diámetro 12 mm</b> Tubería de cobre	88	5,00	440,00
<b>Tubería diámetro 15 mm</b> Tubería de cobre	203	5,50	1.116,50
<b>Aislamiento de tubos de EPDM - Espesor 30 mm para tubería 54 mm</b> Aislamiento de EPDM flexible con superficie interior muy deslizante, resistente a rayos uva para la instalación al aire libre, resistente a envejecimiento y altas temperaturas hasta 175°C, $\lambda = 0,040$ W/mK. Ideal para aislar circuitos solares en el interior o al aire libre. Longitud 1 m.	52	4,00	208,00

<b>Aislamiento de tubos de EPDM - Espesor 30 mm para tubería 12 mm</b> Aislamiento de EPDM flexible con superficie interior muy deslizante, resistente a rayos uva para la instalación al aire libre, resistente a envejecimiento y altas temperaturas hasta 175°C, $\lambda = 0,040$ W/mK. Ideal para aislar circuitos solares en el interior o al aire libre. Longitud 1 m.	88	1,75	154,00
<b>Aislamiento de tubos de EPDM - Espesor 30 mm para tubería 15 mm</b> Aislamiento de EPDM flexible con superficie interior muy deslizante, resistente a rayos uva para la instalación al aire libre, resistente a envejecimiento y altas temperaturas hasta 175°C, $\lambda = 0,040$ W/mK. Ideal para aislar circuitos solares en el interior o al aire libre. Longitud 1 m.	203	2,00	406,00
<b>Válvula de equilibrado Frese modelo Alpha</b> Válvula de equilibrado dinámico FRESE modelo ALPHA + VALVULA BOLA + 2 TAPONES 49-9356 Diámetro-50 mm	1	76,00	76,00
<b>Subtotal</b>			<b>29.185,50 €</b>

## 5.2.7. SUBCONJUNTO DE REGULACIÓN Y CONTROL

Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Precio Final
<b>Centralita solar SUNGO SXL</b> Centralita de regulación controlada por microprocesador para el funcionamiento seguro y eficiente de una instalación solar. 10 entradas ( 7 temperaturas y 3 opcionales para sensores de radiación, Caudalímetro ó sensores de temperatura) y 6 salidas de 230 VA. Con posibilidad de regulación de velocidad en bombas en función del esquema seleccionado, aumentando el rendimiento de la instalación y ahorrando energía. Limite máximo de temperatura de acumulador, contador de horas de funcionamiento, valores de registro, display LC de lectura sencilla con símbolos gráficos. Posibilidad de limitar la temperatura del agua en el acumulador. Preparada para almacenar datos mediante memoria expandida. Opción de mando a distancia mediante segundo regulador. Preparada para comunicar con Panel demostrativo y calorímetro. Tensión de alimentación 230 Vca, 4 A/T máx. 920 VA. Dimensiones (ancho x alto x fondo) 175 mmx 134 mm x 56 mm. Peso 360 g. Incluye 4 sondas de temperatura tipo Pt1000.	1	572,07	572,07
<b>Sonda de irradiación</b> Célula de silicio para medir la irradiación solar para regulación SUNGO SXL	1	57,96	57,96
<b>Calorímetro WMZ hasta 70 m2 de captadores</b> Para SUNGO S / SL / SXL, Qn=2,5 m³/h. Incluye caudalímetro con vaina de inmersión y una sonda de temperatura PT1000.	1	148,10	148,10
<b>Panel Informativo de valores, montaje interior</b> Panel informativo que nos muestra temperaturas de captadores, energía producida y emisiones evitadas de CO2 - Medidas 695x695x52 mm. Posibilidad de personalizar imagen de fondo con una foto. Versión para montaje en el interior	1	3.374,71	3.374,71
<b>Convertidor de interfaz SUNGO SSK-serie para panel informativo</b> Para el acoplamiento del panel informativo a la regulación SUNGO SXL. Convierte el bus interno de la regulación al interfaz estándar RS 232. Ideal también para el acoplamiento al control del edificio. Posibilidad de análisis y visualización de avisos especiales de sistema de la SUNGO SXL mediante dos salidas de relé libres de potencial.	1	339,19	339,19

<b>Válvula electromotriz de dos vías 1"</b> Con motor desmontable. Apta para instalaciones de energía solar, calefacción y ACS. Tensión de servicio 200-240 V, consumo 4W (solamente durante el movimiento de válvula), control mediante contacto de cierre. Tiempo de apertura/cierre 7 seg. Con conexión de 1" de rosca macho exterior (pedir adicionalmente conjuntos de boquilla)			
<b>160 101 48</b>	1	174,18	174,18
<b>Válvula electromotriz de tres vías 1"</b> Con motor desmontable. Apta para instalaciones de energía solar, calefacción y ACS. Tensión de servicio 200-240 V, consumo 4W (solamente durante el movimiento de válvula), control mediante contacto de cierre. Tiempo de apertura/cierre 7 seg. Con conexión de 1" de rosca macho exterior (pedir adicionalmente conjuntos de boquilla)			
<b>160 101 44</b>	1	178,60	178,60
<b>Válvula mezcladora termostática</b> Para limitar la temperatura de ACS mezclando agua fría on el agua caliente extraída de por ejemplo acumuladores solares. Ajustable entre 35°C y 60°C. Incluye válvula antiretorno. En caso de alto contenido de partículas en el agua utilice un filtro. Para unión roscada 1".			
<b>150 300 75</b>	2	114,86	229,73
<b>Subtotal</b>			<b>5.074,54 €</b>

## 5.2.8. PRESUPUESTO TOTAL

RESUMEN	
Suconjunto de captación	20.314,64 €
Circuito primario solar	3.071,05 €
Circuito secundario solar	309,80 €
Subconjunto de acumulación	6.281,42 €
Subconjunto de energía auxiliar	21.120,00 €
Circuito de distribución	29.185,50 €
Subconjunto de regulación y control	5.074,54 €
<b>TOTAL</b>	<b>85.356,95 €</b>

El presupuesto total, sin IVA, del material necesario para la instalación de energía solar térmica asciende a ochenta y cinco mil trescientos cincuenta y seis con noventa y cinco euros.

## 6. CONCLUSIONES

Una vez finalizado el proyecto, he podido confirmar que no sólo he obtenido resultados satisfactorios con el cumplimiento de los objetivos iniciales, sino que también he adquirido nuevos conocimientos y corregido algunos de los aprendidos en mi experiencia laboral con *Wagner & CO*.

Paralelamente he podido ir comprobando que, algunos de los conceptos básicos de electrónica no difieren mucho del principio de funcionamiento de la dinámica de fluidos, si se compara a gran escala el comportamiento de un electrón con una partícula de agua en un flujo. Por tanto, de los conocimientos adquiridos por mi formación académica he podido resolver muchas dudas de conceptos que en primera instancia podían parecer ajenos.

En cuanto al diseño del sistema solar objeto de este proyecto, lo he configurado de tal manera que esté en total sintonía con el equipo de energía auxiliar para que el usuario final pueda aprovechar al máximo el ahorro energético solar sin sacrificar su confort térmico en ningún momento.

Cabe señalar que no sólo he dado cumplimiento a la normativa en todo el proceso de elaboración del proyecto, sino que he considerado las condiciones más desfavorables para dar la cobertura solar establecida.

Así mismo, he tenido en cuenta las características técnicas de los elementos que conforman la instalación solar, comparando con las diversas opciones que hay en el mercado actualmente, y su integración en ésta para conseguir el máximo rendimiento del sistema en los meses de más frío sin penalizar con sobrecalentamientos en los meses de más calor.

Señalar que, para realizar los cálculos de las pérdidas de carga, criterio necesario para el buen dimensionado del circuito hidráulico, he realizado con Excel un pequeño programa, que se encuentra en el CD del proyecto, con el que se puede configurar todo el trazado de tuberías introduciendo las variables necesarias. Este ejercicio me ha servido de gran ayuda, ya que no sólo es relevante para mi trabajo sino que puede ser utilizado para cualquier otra instalación solar.

Finalmente comentar que, he intentado hacer una memoria lo más descriptiva posible para dar total accesibilidad al ingeniero técnico de telecomunicaciones en la realización de proyectos de energía solar térmica, incluyendo a lo largo de ésta detalles del manejo de TSOL, una de las herramientas software de simulación solar recomendada por entidades de reconocido prestigio.





## DOCUMENTACIÓN ADJUNTA EN CD

En el CD adjunto al proyecto se pueden encontrar los siguientes documentos:

- Memoria en formato PDF.
- Planos en formato AutoCAD.
- Tabla Excel para el cálculo de las pérdidas de carga en tuberías.
- *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura* (PET-REV enero 2009) del IDAE.
- Catálogos de los materiales seleccionados.
- Ensayos y certificado del captador EURO C20 AR.
- Informes técnicos de las bombas de primario, secundario y de recirculación.

## REFERENCIAS

- [1]Sistemas Solares Térmicos, diseño e instalación. Solarpraxis y CENSOLAR. Año edición 2005.
- [2]Manual de cálculo y diseño de instalaciones de producción de ACS mediante energía solar. Gas Natural.
- [3]Documentación técnica y comercial de Wagner & Co.
- [4]Documentación interna de Wagner & Co.
- [5]Proyecto y cálculo de instalaciones solares térmicas, de Pilar Pereda Suquet. Ediciones de Arquitectura. Año de edición 2006.
- [6]<http://www.wilo-select.com> : Programa de selección de bombas Wilo.
- [7]<http://net.grundfos.com/Appl/WebCAPS/custom?userid=BGE>: Programa de selección de bombas Grundfos.
- [8][http://escuelas.fi.uba.ar/iis/Altura\\_Manometrica.pdf](http://escuelas.fi.uba.ar/iis/Altura_Manometrica.pdf) : Concepto de altura manométrica de la bomba y potencia a suministrar.
- [9]<http://www.idae.es> : Web del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- [10]Hidráulica General. Sotelo, G. Editorial Limusa. Año edición 1999.
- [11]<http://www.icaen.net> : web de l’Institut Català d’Energia.
- [12]Normas sobre documentación, tramitación y prescripciones técnicas de las instalaciones interiores de suministro de agua. Comunidad de Madrid. Octubre 2004.



**Resum:**

El projecte consisteix en el disseny d'una instal·lació solar tèrmica per a la producció d'aigua calenta sanitària (ACS) en un edifici de nova construcció a la localitat de Mollerussa (Lleida).

S'han estudiat les necessitats tèrmiques de l'ACS d'acord amb les característiques constructives i funcionals de l'edifici, donant compliment amb la normativa vigent.

Un cop s'ha conegut la demanda energètica esperada, s'han analitzat les dades climatològiques i de temperatura de la xarxa d'aigua pròpies de l'emplaçament i s'ha proposat un camp de captació compost de captadors plans i dels diferents subconjunts que integren la instal·lació: acumulació, transferència tèrmica, traçat hidràulic, regulació i control, i energia auxiliar.

Així, s'ha dut a terme una simulació energètica mitjançant l'eina TSOL, un software de simulació solar que entitats de reconegut prestigi recomanen, per comprovar que s'han assolit els objectius del sistema proposat.

Finalment, s'ha realitzat un estudi sobre el benefici mediambiental que genera la instal·lació projectada, on s'indica l'estalvi energètic per a l'usuari i l'equivalent en tones de diòxid de carboni que s'evita.

**Resumen:**

El proyecto consiste en el diseño de una instalación solar térmica para producción de agua caliente sanitaria (ACS) en un edificio de nueva construcción en la localidad de Mollerussa (Lleida).

Se han estudiado las necesidades térmicas de ACS en atención a las características constructivas y funcionales del edificio, dando cumplimiento a la normativa vigente.

Conocida la demanda energética esperada, se han analizado los datos climatológicos y de temperatura de red de agua fría propios del emplazamiento, y se ha propuesto un campo de captación compuesto por captadores planos y los distintos subconjuntos que componen la instalación: acumulación, transferencia térmica, trazado hidráulico, regulación y control, y energía auxiliar.

Con ello se ha llevado a cabo una simulación energética mediante la herramienta TSOL, software de simulación solar recomendado por entidades de reconocido prestigio, para comprobar que se han alcanzado los objetivos del sistema propuesto.

Por último, se ha realizado un estudio del beneficio medioambiental que supone la instalación proyectada, indicando el ahorro energético para el usuario y las toneladas equivalentes de dióxido de carbono evitadas.

**Summary:**

The project consists of the design of a thermal solar installation for the production of Domestic Hot Water (DHW) in a building of new construction in the town of Mollerussa (Lleida).

The thermal needs of the DHW in accordance with the constructive and functional characteristics of the building have been studied, in compliance with the valid regulations.

Knowing the expected energy demand, the climatic datum and the temperature of cold water grid of the site has been analyzed, and a field of solar thermal collectors and of the different subsets that integrate the installation has been proposed: accumulation, thermal transfer, hydraulic outline, regulation and control, and auxiliary energy.

Thus, an energetic simulation has been carried out through the tool TSOL, a software of solar simulation recommended by entities of recognized prestige, to check out that the goals of the proposed system have been attained.

Finally, a study has been carried out about the environmental benefit that generates the projected installation, where the energetic saving for the user and the equivalent in tons of dioxide of carbon that is avoided are indicated.

