

# Manual Técnico de Energía Solar Térmica

*Volumen II: Aspectos Técnicos  
y Normativos*

Juan Carlos Martínez Escribano  
Pablo Franco Noceto  
Rodrigo Alonso Suárez

Marzo 2013

Publicación electrónica:  
Facultad de Ingeniería, Universidad de la República



Apoyo:  
Dirección Nacional de Energía, Ministerio de Industria, Energía y Minería



---

## Sobre este volumen

Este Manual está constituido por dos volúmenes: *Volumen I: fundamentos* y *Volumen II: aspectos técnicos y normativos*. Ambos volúmenes han sido elaborados en el marco de un Convenio entre la Universidad de la República (UdelaR) y el Ministerio de Industria, Energía y Minería del Uruguay (MIEM) para contribuir a la formación técnico-profesional de los Responsables Técnico de Instalaciones (RTI) de Energía Solar Térmica (EST) en Uruguay.

En la realización de una instalación solar confluyen varias actividades. A raíz de esto, el RTI debe tener formación en una serie de aspectos variados que hacen a un Sistema Solar Térmico (SST). El objetivo de este volumen es reunir las recomendaciones técnicas, el marco legal y normativo actual en el país, y los criterios prácticos más importantes que todo RTI debe conocer para su correcto desempeño. El contenido del mismo es de carácter técnico y se presenta a nivel terciario. Los capítulos que lo componen han sido redactados por expertos en la materia, y reflejan la visión y la experiencia de cada autor.

La información aquí brindada se basa fuertemente en las Especificaciones Técnicas Uruguayas de Sistemas solares térmicos (ETUS) que se encuentran actualmente en elaboración. Los primeros seis capítulos se presentan en un formato más didáctico para el lector, mientras que los siguientes, hasta el capítulo 13 inclusive, son más concretos y sirven como guía práctica para el RTI. En los últimos dos capítulos se discute la normativa existente y el marco legal actual para la EST en Uruguay. La nomenclatura utilizada sigue de cerca a la norma UNIT-ISO 9488:1999. Se incluye en un apéndice un listado de la normativa nacional e internacional de relevancia para el diseño, instalación y prueba de un SST y sus componentes.

Se ha puesto el mayor cuidado y dedicación en la elaboración de los contenidos este Manual. No obstante, las erratas son inevitables en un texto de esta magnitud. Agradecemos que en caso de encontrar algún error nos sea comunicado a la dirección de correo [erratas\\_manual@ursolar.org](mailto:erratas_manual@ursolar.org) para poder mejorar este documento.

Este volumen, así como todo el Manual, es de libre disponibilidad y distribución, y su comercialización por cualquier medio está prohibida.

Rodrigo Alonso Suárez  
Montevideo, Marzo 2013

---

**ISBN 178-9974-0-0910-3**

Esta obra está licenciada bajo la Licencia Creative Commons  
“Atribución-NoComercial-SinDerivadas 3.0 Unported”.  
Para ver una copia de esta licencia, visite el siguiente link.  
<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/>.

# Índice general

Índice general	III
Índice de figuras	X
Índice de cuadros	XIII
1 Introducción	1
1.1. Alcance y contenidos	1
1.2. El consumo de energía para agua caliente sanitaria	2
1.2.1. El consumo de agua caliente	3
1.2.2. Temperatura de consumo	4
Ejemplo 1.1	6
1.2.3. Temperatura de agua fría	7
1.2.4. Medidas para ahorrar energía	7
1.3. Generalidades de las instalaciones solares térmicas	9
1.3.1. Las distintas aplicaciones de la energía solar térmica	9
1.3.2. Aplicación en los sistemas de producción de ACS	10
1.3.3. Descripción básica de un Sistema Solar Térmico para ACS	11
1.3.4. Prestaciones energéticas de los SST	12
1.3.5. Diferencias entre energía solar térmica y fotovoltaica	14
2 Componentes	17
2.1. El colector solar térmico	17
2.1.1. Elementos principales del colector solar plano	17
2.1.2. Otros tipos de colectores solares planos	22
2.1.3. Colectores de tubos de vacío	23
2.1.4. Evaluación del colector solar	24
Ejemplo 2.1	27
Ejemplo 2.2	28
Ejemplo 2.3	30
2.2. Acumulador	31
2.2.1. Clasificación de acumuladores	31
2.2.2. Componentes de los acumuladores solares	34
2.2.3. Caracterización de los acumuladores solares	36

2.3.	Circuito Hidráulico . . . . .	39
2.3.1.	Intercambiador de calor . . . . .	39
2.3.2.	Bomba de circulación . . . . .	41
2.3.3.	Tuberías . . . . .	41
2.3.4.	Vaso de expansión . . . . .	42
2.3.5.	Válvulas . . . . .	42
2.3.6.	Purgador de aire . . . . .	43
2.3.7.	Equipos de medida . . . . .	43
3	Configuraciones . . . . .	45
3.1.	Tipología de los Sistemas Solares Térmicos . . . . .	45
3.1.1.	Sistema de energía auxiliar . . . . .	46
3.1.2.	Sistema de intercambio . . . . .	47
3.1.3.	Principio de circulación . . . . .	50
3.1.4.	Contacto con la atmósfera y sistema de expansión . . . . .	53
3.1.5.	Forma de llenado del fluido en el colector . . . . .	53
3.1.6.	Forma de acoplamiento de los componentes . . . . .	55
3.1.7.	Disposición de componentes . . . . .	56
3.2.	Diferencias entre sistema solar prefabricado y a medida . . . . .	57
3.3.	Instalaciones solares térmicas . . . . .	58
3.3.1.	Características de las instalaciones solares térmicas . . . . .	58
3.3.2.	Descripción de una instalación solar térmica . . . . .	59
3.3.3.	Configuraciones de los SST de gran tamaño . . . . .	60
3.4.	Sistemas solares térmicos para edificios de vivienda . . . . .	62
3.4.1.	SST completamente centralizada . . . . .	62
3.4.2.	Otros SST para edificios multivivienda . . . . .	63
3.4.3.	Análisis de los SST en edificios multivivienda . . . . .	66
3.5.	Esquemas de principio . . . . .	67
3.5.1.	Simbología . . . . .	67
3.5.2.	Instalaciones solares de pequeños tamaño . . . . .	67
4	Condiciones de funcionamiento . . . . .	73
4.1.	Presión de trabajo . . . . .	73
4.1.1.	Presión máxima . . . . .	74
4.1.2.	Presión mínima . . . . .	75
	Ejemplo 4.1 . . . . .	75
4.2.	Temperaturas de trabajo . . . . .	76
	Ejemplo 4.2 . . . . .	77
4.2.1.	Temperaturas máximas . . . . .	78
4.2.2.	Temperaturas mínimas . . . . .	78
4.3.	Formación y propagación del vapor . . . . .	79
4.4.	Fluido de trabajo . . . . .	81
4.4.1.	Agua de consumo . . . . .	81
4.4.2.	Mezclas anticongelantes . . . . .	82

4.5.	Flujo inverso . . . . .	83
4.6.	Dispositivos de seguridad y protección . . . . .	84
4.6.1.	Protección a los usuarios frente a altas temperaturas . . . . .	84
4.6.2.	Protección de la instalación frente altas temperaturas . . . . .	84
4.6.3.	Sistemas de evacuación de calor . . . . .	85
4.6.4.	Protección contra heladas . . . . .	86
4.6.5.	Protección frente a las máximas presiones . . . . .	87
	Ejemplo 4.3 . . . . .	90
5	Incorporación de los SST en una edificación . . . . .	91
5.1.	Incorporación de pequeñas instalaciones . . . . .	92
5.1.1.	Integración arquitectónica . . . . .	92
5.1.2.	Orientación, inclinación y sombras . . . . .	94
5.1.3.	Soluciones estructurales . . . . .	96
5.1.4.	Equipo auxiliar y su acoplamiento al SST . . . . .	97
5.1.5.	Otros factores para la conexión del SST . . . . .	99
5.2.	Incorporación de grandes instalaciones . . . . .	101
5.2.1.	Sistema de captación . . . . .	101
5.2.2.	Sistema de acumulación . . . . .	105
5.2.3.	Trazados de canalizaciones . . . . .	107
5.2.4.	El sistema auxiliar y su acoplamiento al SST . . . . .	107
6	Diseño y dimensionado de componentes . . . . .	113
6.1.	Sistema de captación . . . . .	113
6.1.1.	El número de colectores solares . . . . .	114
6.1.2.	Baterías de colectores . . . . .	115
6.1.3.	Conexión de baterías de colectores . . . . .	116
6.1.4.	Agrupación de baterías de colectores . . . . .	120
	Ejemplo 6.1 . . . . .	122
6.1.5.	Trazado hidráulico del circuito primario . . . . .	122
6.2.	Sistema de acumulación . . . . .	124
6.2.1.	Dimensionado . . . . .	124
6.2.2.	Diseño del sistema de acumulación . . . . .	126
	Ejemplo 6.2 . . . . .	126
6.2.3.	Conexión de varios acumuladores . . . . .	127
6.3.	Potencia y caudales de los circuitos . . . . .	133
6.3.1.	Circuito primario . . . . .	133
	Ejemplo 6.3 . . . . .	134
	Ejemplo 6.4 . . . . .	135
6.3.2.	Circuito secundario . . . . .	137
6.3.3.	Circuito de consumo . . . . .	137
6.4.	Intercambiador de calor . . . . .	137
6.4.1.	Diseño . . . . .	137
6.4.2.	Dimensionado . . . . .	138

	Ejemplo 6.5 . . . . .	139
	Ejemplo 6.6 . . . . .	140
6.5.	Circuito Hidráulico . . . . .	140
6.5.1.	Trazado de tuberías . . . . .	141
6.5.2.	Cálculo de diámetros de tuberías y pérdidas de carga . .	141
	Ejemplo 6.7 . . . . .	142
6.5.3.	Bombas de circulación . . . . .	143
	Ejemplo 6.8 . . . . .	145
	Ejemplo 6.9 . . . . .	146
6.5.4.	Válvulas . . . . .	147
6.5.5.	Equipo de llenado . . . . .	148
6.5.6.	Sistemas de purga . . . . .	148
6.6.	Equipos de medida . . . . .	152
6.6.1.	Medidas de presión. . . . .	152
6.6.2.	Medidas de temperatura . . . . .	152
6.6.3.	Medidas de caudal y de energía térmica . . . . .	153
6.6.4.	Otras medidas . . . . .	154
6.7.	Aislamiento de la red hidráulica . . . . .	154
6.7.1.	Selección y montaje del aislamiento . . . . .	154
6.7.2.	Cálculo del espesor de aislamiento por el procedimiento simplificado . . . . .	155
6.7.3.	Cálculo del espesor de aislamiento por el procedimiento alternativo . . . . .	156
6.7.4.	Cálculo de las pérdidas térmicas . . . . .	157
	Ejemplo 6.10 . . . . .	159
6.8.	Sistema eléctrico y de control . . . . .	161
6.8.1.	Equipo de control . . . . .	162
6.8.2.	Sistemas de monitorización . . . . .	164
7	Cálculo de prestaciones energéticas . . . . .	167
7.1.	Métodos de cálculo utilizables . . . . .	168
7.2.	Parámetros de demanda o de uso . . . . .	168
7.2.1.	Consumo de agua caliente . . . . .	169
7.2.2.	Temperatura de agua fría de entrada . . . . .	174
7.2.3.	Temperatura de agua caliente . . . . .	174
7.3.	Cálculo del consumo de energía térmica . . . . .	176
7.3.1.	Cálculo de la demanda de energía para agua caliente . .	176
7.3.2.	Cálculo de las pérdidas térmicas asociadas a la demanda	176
7.3.3.	Cálculo del consumo de energía térmica . . . . .	177
7.4.	Parámetros climáticos . . . . .	177
7.5.	Método de cálculo f-chart . . . . .	177
7.5.1.	Parámetros funcionales . . . . .	178
7.5.2.	Procedimiento . . . . .	178
7.5.3.	Límites de aplicación . . . . .	180



Ejemplo 7.1 . . . . .	180
Ejemplo 7.2 . . . . .	181
7.6. Objetivos del cálculo . . . . .	184
7.7. Otros métodos de cálculo . . . . .	185
7.7.1. Método de cálculo del rendimiento medio . . . . .	185
Ejemplo 7.3 . . . . .	186
7.7.2. Análisis de los programas de cálculo . . . . .	186
8 Instalación . . . . .	189
8.1. Condiciones de montaje . . . . .	189
8.2. Replanteo de la Instalación . . . . .	189
8.3. Requisitos Generales . . . . .	190
8.4. Montaje de subsistemas . . . . .	191
8.4.1. Montaje de la estructura soporte . . . . .	191
8.4.2. Montaje de colectores solares . . . . .	191
8.4.3. Montaje de intercambiadores y acumuladores . . . . .	192
8.4.4. Montaje de bombas de circulación . . . . .	192
8.4.5. Montaje de tuberías y accesorios . . . . .	192
8.4.6. Vaciados y desagües . . . . .	194
8.5. Verificación de la Instalación . . . . .	195
9 Pruebas, puesta en marcha y recepción . . . . .	197
9.1. Pruebas de circuitos . . . . .	198
9.1.1. Pruebas de estanqueidad de redes hidráulicas . . . . .	198
9.1.2. Pruebas de libre dilatación . . . . .	200
9.2. Llenado, purga y presurización . . . . .	200
9.2.1. Procedimiento de llenado . . . . .	200
9.2.2. Purga completa de los circuitos . . . . .	201
9.2.3. Presurización de los circuitos . . . . .	202
9.3. Puesta en marcha . . . . .	202
9.3.1. Encendido manual . . . . .	203
9.3.2. Ajustes de la distribución de fluidos . . . . .	204
9.3.3. Calibración del control automático . . . . .	205
9.3.4. Verificaciones finales . . . . .	205
9.4. Pruebas de funcionamiento . . . . .	206
9.4.1. Encendido y apagado diario . . . . .	206
9.4.2. Evolución diaria de temperaturas . . . . .	207
9.4.3. Entrega de agua caliente . . . . .	207
9.4.4. Sistemas de protección de la instalación . . . . .	207
9.4.5. Comprobaciones finales . . . . .	208
9.5. Recepción . . . . .	209
9.5.1. Recepción provisional . . . . .	209
9.5.2. Recepción definitiva . . . . .	210

## ÍNDICE GENERAL

---

10	Operación, uso y mantenimiento	211
10.1.	Manual de Instrucciones . . . . .	211
10.2.	Características de funcionamiento . . . . .	212
10.3.	Recomendaciones de uso e instrucciones de seguridad . . . . .	212
10.3.1.	Recomendaciones de uso . . . . .	212
10.3.2.	Instrucciones de manejo y maniobra . . . . .	214
10.3.3.	Instrucciones de seguridad . . . . .	214
10.4.	Plan de vigilancia . . . . .	214
10.4.1.	Presión del circuito primario . . . . .	215
10.4.2.	Sistema de control . . . . .	216
10.4.3.	Circulación de fluidos . . . . .	217
10.4.4.	Transferencia de calor y temperaturas de funcionamiento	218
10.4.5.	Medidas de la energía y del rendimiento . . . . .	219
10.5.	Programa de mantenimiento . . . . .	219
11	Particularidades de los procesos industriales	221
11.1.	Particularidades para las aplicaciones de uso industrial . . . . .	221
11.2.	Condiciones de contorno y datos de partida . . . . .	222
11.2.1.	Parámetros de uso . . . . .	222
11.2.2.	Las instalaciones convencionales de calentamiento . . . . .	222
11.3.	Cálculo . . . . .	222
11.3.1.	Cálculo de la demanda de energía . . . . .	222
11.3.2.	Cálculo de la instalación solar . . . . .	223
11.4.	Configuraciones de las instalaciones . . . . .	223
11.5.	Diseño y dimensionado de sistemas y componentes . . . . .	224
12	Particularidades del calentamiento de piscinas	225
12.1.	Piscinas cubiertas . . . . .	225
12.1.1.	Parámetros de uso . . . . .	225
12.1.2.	Demanda de energía . . . . .	226
12.1.3.	Cálculo de la instalación solar . . . . .	228
	Ejemplo 12.1 . . . . .	228
12.2.	Configuraciones de las instalaciones . . . . .	232
12.2.1.	Las instalaciones convencionales de calentamiento . . . . .	232
12.2.2.	Configuración de la instalación solar . . . . .	232
12.3.	Diseño y dimensionado de sistemas y componentes . . . . .	233
12.3.1.	Particularidades de los circuitos . . . . .	234
12.3.2.	Sistema de control . . . . .	235
13	El proyecto de ingeniería	237
13.1.	Documentación de proyecto . . . . .	237
13.1.1.	Memoria Técnica . . . . .	238
13.1.2.	Contenidos de los proyectos . . . . .	238

14	Normativa técnica	243
	14.1. Normas técnicas sobre energía solar térmica . . . . .	243
	14.1.1. Normas UNIT sobre energía solar térmica . . . . .	244
	14.1.2. Normas EN sobre energía solar térmica . . . . .	245
	14.2. Certificación de equipos contra normas técnicas . . . . .	245
	Ejemplo 14.1 . . . . .	246
	14.3. Ensayos sobre colectores y sistemas . . . . .	246
	14.3.1. Ensayos de desempeño térmico de colectores . . . . .	246
	Ejemplo 14.2 . . . . .	249
	14.3.2. Ensayos de desempeño térmico de sistemas . . . . .	251
	14.3.3. Ensayos de calificación . . . . .	253
15	Marco legal	255
	15.1. Leyes y decretos nacionales . . . . .	255
	15.2. Normativas departamentales . . . . .	257
	15.3. El Plan Solar . . . . .	257
	15.3.1. Organismos involucrados . . . . .	258
	15.3.2. Requisitos . . . . .	259
	Appendice A Acrónimos	261
	Appendice B Normativa UNIT y UNE-EN	263
	Bibliografía	267

# Índice de figuras

1.1. Esquema de instalación para ACS con acumulador y caldera. . . .	5
1.2. Esquema básico de los sistemas y circuitos de un SST. . . . .	11
1.3. Evolución anual de las prestaciones energéticas de los SST. . . . .	14
2.1. Esquema de partes de un colector de placa plana. . . . .	18
2.2. Absorbedores de bandas y de lámina entera. . . . .	19
2.3. Colectores de tipo parrilla y de serpentín en vertical y horizontal. .	21
2.4. Tubo de vacío del tipo <i>heat pipe</i> . . . . .	24
2.5. Tubo de vacío del tipo tubo en “U”. . . . .	24
2.6. Curva de eficiencia de los colectores CS1, CS2 y CS3. . . . .	26
2.7. Curva de eficiencia del colector solar CS2. . . . .	27
2.8. Curva de pérdidas de carga en función del flujo másico por el colector.	29
2.9. Disposición horizontal o vertical del acumulador. . . . .	32
2.10. Acumuladores con intercambiador de serpentín y de doble envolvente.	33
2.11. Grupos de transferencia prefabricados. . . . .	39
2.12. Intercambiadores de placas. . . . .	40
2.13. Ejemplos de bombas de circulación. . . . .	41
3.1. Sistemas de energía auxiliar de los SST. . . . .	46
3.2. Clasificación de los SST por el sistema de intercambio. . . . .	49
3.3. Clasificación de los SST por la forma de circulación. . . . .	50
3.4. Funcionamiento de un sistema termosifón. . . . .	51
3.5. Clasificación de los sistemas de expansión de los SST. . . . .	54
3.6. Ejemplos de SSTs llenos y de drenaje interior. . . . .	54
3.7. Clasificación en base al acoplamiento entre colectores y acumulador.	55
3.8. Descripción de los sistemas y circuitos de un SST. . . . .	59
3.9. Instalación solar con intercambiador interno. . . . .	60
3.10. Instalación solar con intercambiador externo. . . . .	61
3.11. Instalación totalmente centralizada para edificio multivivienda. . .	63
3.12. Instalación solar centralizada con apoyo distribuido. . . . .	64
3.13. Instalación solar con acumulación distribuida. . . . .	65
3.14. Instalación solar con intercambio distribuido. . . . .	66
3.15. Ejemplo básico de una instalación solar de pequeño tamaño. . . . .	69
3.16. Ejemplo completo de una instalación solar de pequeño tamaño. . .	70

4.1. Posibles ubicaciones del sistema de expansión para el Ejemplo 4.1.	76
4.2. Temperatura de congelación en función del anticongelante. . . . .	83
4.3. Ejemplo de SST con recirculación del circuito primario. . . . .	87
4.4. Sistema de expansión con depósito tampón. . . . .	88
5.1. Ejemplos de equipos termosifón sobre cubierta inclinada. . . . .	93
5.2. Ejemplos de equipos termosifón sobre cubierta plana. . . . .	93
5.3. Ejemplos de equipos forzados sobre cubiertas inclinadas. . . . .	93
5.4. Posibilidades de integración utilizando el margen de $\pm 45^\circ$ . . . . .	94
5.5. Planta y alzado de obstáculos frontal y lateral de un SST. . . . .	95
5.6. SST con válvula mezcladora a la salida del sistema auxiliar. . . . .	98
5.7. SST con válvula mezcladora termostática a la salida del equipo solar.	98
5.8. SST con válvula diversora que se utiliza como bypass. . . . .	98
5.9. Conexión del SST si el equipo auxiliar no requiere válvula. . . . .	99
5.10. Conexión del SST si el equipo auxiliar requiere válvula. . . . .	99
5.11. Conexión en paralelo del sistema de apoyo. . . . .	99
5.12. Estudio de soluciones alternativas para el sistema de captación. . . . .	101
5.13. Ejemplos de colectores solares en cubierta plana visitable. . . . .	102
5.14. Ejemplos de colectores en cubiertas inclinadas. . . . .	103
5.15. Ejemplos de colectores solares en el terreno. . . . .	104
5.16. Ejemplos de sistemas de acumulación en espacios interiores. . . . .	105
5.17. Ejemplos de acumuladores situados en el exterior de edificios. . . . .	106
5.18. Instalación con bypass en la conexión al sistema auxiliar. . . . .	109
5.19. Instalación solar con válvula mezcladora a la salida. . . . .	110
5.20. Instalación con válvula mezcladora a la salida del sistema auxiliar.	110
5.21. Instalación con válvula de 3 vías para el retorno de la recirculación.	111
5.22. Instalación con bomba de trasvase. . . . .	111
5.23. Circuito con bomba para tratamiento térmico del acumulador solar.	112
5.24. Circuito de calentamiento con intercambiador auxiliar. . . . .	112
6.1. Campo de colectores con distribución homogénea. . . . .	114
6.2. Conexión de colectores en paralelo en baterías con trazado externo.	116
6.3. Conexión de colectores en baterías con paralelo interno. . . . .	116
6.4. Conexión de colectores en serie para formar batería. . . . .	117
6.5. Conexión de baterías en paralelo con válvulas de equilibrado. . . . .	118
6.6. Conexión de baterías en paralelo con circuito invertido. . . . .	118
6.7. Comparación entre la conexión en serie y en paralelo. . . . .	119
6.8. Elementos para la conexión de un grupo de baterías. . . . .	121
6.9. Posibilidades de sectorización de 24 baterías de captadores solares.	123
6.10. Influencia del tamaño de la acumulación en el rendimiento global. . . . .	125
6.11. Acumuladores con intercambiadores internos en paralelo. . . . .	128
6.12. Instalación de acumuladores con intercambiadores internos en serie.	128
6.13. Instalación con intercambiador externo y acumuladores en paralelo.	129
6.14. Instalación con intercambiador externo y acumuladores en serie. . . . .	130

## ÍNDICE DE FIGURAS

---

6.15. Instalación con válvula para controlar temperatura de calentamiento.	132
6.16. Influencia del caudal del circuito primario en el rendimiento global.	134
6.17. Funcionamiento de colectores conectados en paralelo y en serie. . .	135
6.18. Pérdida de carga de un colector solar en función del caudal másico.	136
6.19. Esquema de conexionado de instalación de intercambiador. . . . .	138
6.20. Esquema de conexionado serie y paralelo: ej. 6.7. . . . .	143
6.21. Esquema de conexionado de instalación de bombas de circulación.	145
6.22. Curvas de funcionamiento de bombas de circulación. . . . .	146
6.23. Sistemas de llenado de circuitos primarios. . . . .	149
6.24. Sistemas con purgador automático en la salida de baterías. . . . .	149
6.25. Distintos tipos de purgadores manuales. . . . .	150
6.26. Puentes manométricos en bombas de circulación y en intercambiador.	153
6.27. Tuberías con aislamiento de aluminio y aislamiento previo al montaje.	155
6.28. Distintos modelos de equipos de control. . . . .	163
6.29. Ubicación de sondas de temperatura y caudalímetros. . . . .	165
7.1. Evolución del consumo de ACS en función de la estacionalidad. . .	173
7.2. Temperaturas en un sistema auxiliar de ACS por acumulación. . .	175
8.1. Instalación de tuberías de cobre antes de su aislamiento. . . . .	194
12.1. Formas de circulación para el calentamiento del vaso. . . . .	232
12.2. Ubicación del intercambiador solar en la conexión en serie. . . . .	233
12.3. Formas de resolver la circulación por el circuito primario. . . . .	234
14.1. Esquema de normas UNIT . . . . .	244
14.2. Esquema de normas EN . . . . .	245
14.3. Ensayo y certificación . . . . .	246
14.4. Ejemplo de circuito de ensayo cerrado. . . . .	247
14.5. Ejemplo de circuito de ensayo abierto. . . . .	248
14.6. Esquema de equipo para ensayo de rendimiento de sistemas. . . . .	251
14.7. Perfil de temperatura de extracción. . . . .	252
14.8. Energía de salida $Q$ en función de la radiación. . . . .	253

# Índice de cuadros

1.1. Tipos de parámetros que afectan las prestaciones de un SST. . . . .	13
1.2. Diferencias entre sistemas térmicos y fotovoltaicos. . . . .	15
2.1. Ejemplos de parámetros de ensayo de distintos colectores. . . . .	27
3.1. Comparación entre sistemas directos e indirectos. . . . .	49
3.2. Comparación entre circulación forzada y natural. . . . .	52
3.3. Simbología utilizada en la elaboración de esquemas. . . . .	68
4.1. Valores de presión para la resolución del Ejemplo 4.1. . . . .	76
6.1. Transformación a longitud equivalente de componentes. . . . .	142
6.2. Cálculo de la pérdida de carga en conexionado paralelo y serie. . .	144
6.3. Valores para las horas de funcionamiento de los circuitos. . . . .	158
6.4. Tabla de longitudes y diámetros: ej. 6.10. . . . .	160
6.5. Pérdidas térmicas por unidad de longitud: ej. 6.10. . . . .	160
6.6. Pérdidas térmicas con espesor de 20 mm. . . . .	160
6.7. Pérdidas térmicas anuales con espesor de 20 mm. . . . .	161
6.8. Pérdidas térmicas con espesor de 30 mm. . . . .	161
6.9. Pérdidas térmicas anuales con espesor de 30 mm. . . . .	161
6.10. Pérdidas térmicas anuales con espesor de 30 mm al exterior. . . . .	162
7.1. Valores unitarios de consumo de agua caliente sanitaria. . . . .	170
7.2. Factor de centralización en función del número de viviendas. . . .	171
7.3. Tipos de estacionalidad en el consumo de agua caliente sanitaria. .	173
7.4. Calculo de prestaciones energéticas: ej. 7.2. . . . .	184
10.1. Operaciones de mantenimiento sobre cada componente del SST. .	220
12.1. Calculo de prestaciones energéticas: ej. 12.1. . . . .	231
14.1. Secuencia de ensayos. . . . .	254

# Introducción

Ing. Juan Carlos Martínez Escribano  
[juancarlosmartinezescribano@yahoo.es](mailto:juancarlosmartinezescribano@yahoo.es)  
*Ingeniero Consultor*

## 1.1 Alcance y contenidos

Esta parte del manual tiene por objetivo definir los criterios prácticos y aplicados más importantes que deberían conocer los Responsables Técnicos de Instalación (en lo que sigue, RTI) para su consideración en el proyecto, instalación y mantenimiento de los Sistemas Solares Térmicos (en lo que sigue, SST).

El manual se ha planteado como un documento exclusivamente destinado a los SST aplicados a la producción de Agua Caliente Sanitaria (en lo que sigue, ACS), salvo en sendos capítulos al final del manual donde se realizan consideraciones específicas en relación con los procesos industriales y el calentamiento de piscinas. Eso supone que están excluidas de este manual cualquier otra aplicación de la energía solar térmica a baja temperatura como la calefacción, refrigeración, secaderos, entre otros –aunque pueda haber algunos criterios que les sean aplicables–. Tampoco se tratarán otras tecnologías y aplicaciones de la energía solar para temperaturas superiores a 100 °C como los sistemas con concentración solar, o las aplicaciones fotovoltaicas, salvo una referencia a ellas para establecer las principales diferencias con los SST que muchas veces se desconocen.

En paralelo con la elaboración de esta parte del manual se están desarrollando las Especificaciones Técnicas Uruguayas de Sistemas Solares Térmicos (en lo que sigue, ETUS). Éstas serán el documento normativo técnico de refe-



rencia para los SST que se realicen en Uruguay, y establecerán las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares térmicas para calentamiento de agua, especificando los requisitos de seguridad, eficiencia, calidad, fiabilidad y durabilidad. Por tanto, este Manual pretende aportar información complementaria y explicativa de los requisitos establecidos en las ETUS. Se han incorporado en el documento ejemplos y ejercicios de cálculo para ayudar a la comprensión.

Es importante tener en cuenta que, para el desarrollo de un proyecto o una instalación solar térmica, el RTI debe tener conocimientos básicos sobre las distintas actividades que se pueden necesitar en los SST: instalaciones sanitarias, electricidad, calefones eléctricos, calentadores o calderas de gas o de cualquier otro combustible, estructuras de techumbre, cubiertas, desagües de aguas lluvias o de condensación, albañilería básica, estructuras metálicas de soporte y fijaciones, entre otros. Ello puede derivar en que, en determinadas situaciones, deba solicitar la colaboración de otros técnicos o profesionales cuando por seguridad, dominio de la técnica o capacidad sea necesario o recomendable.

En cualquier caso, el RTI debe conocer toda la normativa aplicable que pueda afectar al SST y ser consciente de la capacidad técnica y/o administrativa que puede ser necesaria para su resolución. En ese sentido hay que destacar todo lo relacionado con aspectos a las normas de seguridad.

Hay que resaltar la importancia de que el usuario esté satisfecho de su SST y, para ello, hay que transmitirle la realidad de lo que tecnología solar debe proporcionarle y debe evitarse la creación de expectativas sobre el desempeño de los SST que después no se puedan cumplir; se quiere resaltar que la información y atención que reciba el usuario va en beneficio directo de la instalación y la difusión de la tecnología solar y, por supuesto, es la mejor carta de presentación de un buen RTI.

Por último, hay que destacar que este manual más que el punto final de una actuación es el primer paso o la primera versión de un documento que deberá ser complementado y ampliado con algunos temas no incorporados o poco desarrollados y todas las experiencias prácticas que se vayan adquiriendo en los muchos SST que se espera se implanten en Uruguay.

### 1.2 El consumo de energía para agua caliente sanitaria

El consumo de energía asociado al de agua caliente viene determinado por:

- La demanda real de agua.
- La temperatura de uso.
- La temperatura de agua fría.

## 1.2. El consumo de energía para agua caliente sanitaria

---

El cálculo de la energía  $Q$  (en kJ) se determina en función del consumo de agua caliente  $V$  (en litros, lt), la temperatura de utilización del agua caliente  $T_{AC}$  (en °C) y la temperatura del agua fría  $T_{AF}$  (en °C) mediante la fórmula [ASIT, 2010],

$$\begin{aligned} Q_{ACS} &= C_p \times \rho \times V \times (T_{AC} - T_{AF}) \\ &= (4.186 \text{ kJ/lt K}) \times V \times (T_{AC} - T_{AF}) \end{aligned} \quad (1.1)$$

dónde se ha considerado que, para el agua, la densidad es  $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3 = 1 \text{ kg/lt}$  y el calor específico es  $C_p = 4.186 \text{ kJ/kg K}$ . Si en lugar de utilizar un volumen  $V$  se utiliza un caudal  $\dot{V}$  (en lt/s) el resultado será la potencia que se obtendría (en kW)<sup>a</sup>.

Con la fórmula anterior se puede calcular la demanda diaria de energía, dato necesario para el dimensionado de instalaciones solares: por ejemplo, para una vivienda unifamiliar ocupada por cinco personas, en base a un consumo por persona de 40 lt por día, una temperatura de agua caliente de 45 °C y una temperatura de agua fría de 10 °C se puede calcular el consumo diario como:

$$\begin{aligned} Q_{ACS} &= (4.186 \text{ kJ/lt K}) \times (200 \text{ lt/día}) \times (45 \text{ °C} - 10 \text{ °C}) \\ &= 29.3 \text{ kJ/día} = 8.1 \text{ kWh/día} \end{aligned}$$

También pueden calcularse las potencias instantáneas para el dimensionado de calentadores; por ejemplo para calentar un caudal de 10 lt/min = 0.17 lt/s desde 15 °C a 40 °C sería necesario una potencia de:

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{ACS} &= (4.186 \text{ kJ/lt K}) \times (10 \text{ lt/minuto}) \times (45 \text{ °C} - 10 \text{ °C}) \\ &= 1046.5 \text{ kJ/minuto} = 17.4 \text{ kW} \end{aligned}$$

### 1.2.1 El consumo de agua caliente

Hay que distinguir entre la demanda pico que se utiliza para el dimensionado del sistema convencional de preparación de agua caliente y la demanda media diaria que se emplea para el cálculo de prestaciones de los sistemas solares.

La estimación de la demanda pico permite determinar la potencia instantánea de un calentador instantáneo o la capacidad del depósito y la potencia necesaria para el caso de un sistema de acumulación. En los sistemas de acumulación se emplea también el tiempo de preparación para el dimensionado de equipos y corresponde al tiempo que se tarda en calentar el volumen del depósito a una determinada temperatura de consigna. El cálculo de los equipos convencionales de preparación de agua caliente sanitaria en base a las demandas pico se realiza por procedimientos muy normalizados y ampliamente experimentados [Viti, 1996b].

---

<sup>a</sup>Se debe recordar que 1 kW es igual a 1 kJ/s.

Por el contrario, la estimación del consumo diario de agua caliente está sometida a los pocos datos disponibles y a la escasa fiabilidad de los mismos debido a la incidencia de variables de difícil cuantificación (costumbres, condición social, etc.). No obstante, el cálculo correcto del consumo diario es el parámetro básico del diseño y los errores que se cometan al definirlo, pueden tener una influencia importante sobre la relación eficiencia/costo del sistema, superior a otros factores, incluido el propio método de cálculo utilizado.

Como ejemplo, las mediciones de los consumos reales de agua caliente en viviendas están demostrando que los valores son, en general, menores que los valores utilizados para el dimensionado (50 a 60 litros por persona y día), normalmente basados en datos procedentes de manuales de diseño de sistemas convencionales [Peuser et al., 2005]. Este punto debe tenerse muy en cuenta ya que las instalaciones de energía solar sobredimensionadas son energéticamente y económicamente menos eficientes, y funcionan en verano con altas temperaturas que inciden negativamente en la durabilidad del sistema.

Aunque puedan existir grandes variaciones, para fijar el consumo de agua caliente de diseño deben utilizarse, como criterio general y a falta de valores más precisos, valores moderados como, por ejemplo, el establecido en las ETUS para viviendas unifamiliares que ascienden a 40 litros por persona y día.

En relación con la variación del consumo a lo largo del año, la experiencia general es que se deben tener en cuenta esas variaciones cuando sean significativas ya que influyen significativamente en el diseño y prestaciones de la instalación. En determinados casos, como en el sector residencial, en el que esporádicamente se pueden presentar reducciones en los meses de verano que influyen negativamente en las prestaciones de las instalaciones no se suelen considerar estas variaciones para el diseño.

El perfil diario del consumo no tiene, como la experiencia ha comprobado, efecto apreciable sobre el rendimiento de una instalación solar que fundamentalmente está influenciado por el valor total del consumo diario [Peuser et al., 2005].

### 1.2.2 Temperatura de consumo

La temperatura de consumo es uno de los factores que influyen en el aporte global del sistema. A efectos de diseño pueden aceptarse temperaturas de suministro de agua caliente sanitaria entre 45 °C y 50 °C, pero conviene ajustar estos valores siempre que sea posible.

En relación con el consumo deben aclararse los conceptos de temperatura de preparación, distribución, utilización y referencia. En la Fig. 1.1 se representan las diferentes temperaturas en un esquema de una instalación convencional de ACS con acumulador y caldera:

- La temperatura de preparación  $T_P$  es aquella a la que se produce el agua caliente y se corresponde con la temperatura de salida del acumulador

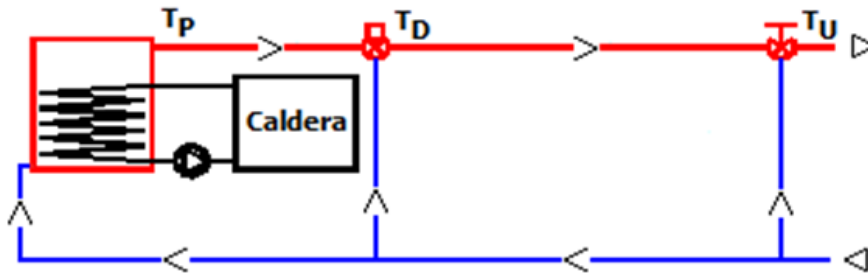


Figura 1.1: Esquema de instalación para ACS con acumulador y caldera.

convencional. La transferencia de energía desde la caldera al acumulador funcionará siempre que la temperatura en el acumulador sea inferior a la temperatura de preparación lo que se produce cuando existe consumo de ACS y entra en el acumulador agua fría. Se produce la transferencia de calor para compensar las pérdidas térmicas que pueda tener el acumulador.

- La temperatura de distribución  $T_D$  es aquella a la que se envía el agua mediante el circuito de distribución de agua caliente a los puntos de consumo. Si la red de tuberías no tuviera pérdidas térmicas, la temperatura de distribución sería igual a la mayor de las temperaturas a la que se requiera el agua caliente en los puntos de consumo.
- La temperatura de utilización  $T_U$  es la temperatura requerida en el punto de consumo. Es siempre igual o inferior a la temperatura de distribución. Si ésta es mayor que la de utilización, se reduce, mezclando el agua a la temperatura de distribución con agua fría, hasta alcanzar la temperatura de utilización en el punto de consumo. La mezcla puede ser manual o automática (válvula de tres vías, grifos termostáticos, etc.).
- En general, una instalación de agua caliente puede consumir agua a diferentes temperaturas. En este caso, y con objeto de homogeneizar los datos de consumo se suelen referir todos los caudales de agua caliente a una única temperatura denominada temperatura de referencia. La temperatura de referencia coincide con la de utilización sólo cuando todos los consumos de agua caliente tienen lugar a la misma temperatura. La temperatura de referencia  $T_{Ref}$  es necesaria cuando se utilizan datos globales de consumo de agua caliente, sin hacer distinción de los diversos usos a temperatura diferente que puedan existir. La temperatura de utilización de  $45\text{ }^\circ\text{C}$ , que establecen las ETUS, debe entenderse por lo tanto como temperatura de referencia única para el consumo diario medio mensual.

## 1. INTRODUCCIÓN

---

El diseño de una instalación convencional de preparación y distribución de agua caliente se puede realizar con temperaturas de preparación ( $T_P$ ) y de distribución ( $T_D$ ) distintas y superiores a la de uso ( $T_U$ ) y siempre se cumplirá:

$$T_P \geq T_D \geq T_U$$

La mezcla del caudal de preparación  $\dot{V}_{ACS}^P(T_P)$  con agua fría, a la salida del sistema auxiliar, proporciona el caudal de distribución  $\dot{V}_{ACS}^D(T_D)$  y la mezcla de éste, en el punto de consumo, produce el caudal de uso  $\dot{V}_{ACS}^U(T_U)$ . Los caudales asociados a cada temperatura, por lo tanto, van disminuyendo a medida que aumenta la temperatura correspondiente, cumpliéndose:

$$\dot{V}_{ACS}^P(T_P) \leq \dot{V}_{ACS}^D(T_D) \leq \dot{V}_{ACS}^U(T_U)$$

Aunque la demanda de energía sea independiente de la temperatura de referencia utilizada, desde el punto de vista del consumo energético no es así ya que, mientras más baja sea la temperatura de preparación, menores son las pérdidas térmicas del circuito de distribución y, como se verá posteriormente, mejor será el funcionamiento de el SST y del sistema global:

$$\begin{aligned} \dot{V}_{ACS}^{Ref} \times (45^\circ\text{C} - T_{AF}) &= \dot{V}_{ACS}^P(T_P) \times (T_P - T_{AF}) \\ &= \dot{V}_{ACS}^D(T_D) \times (T_D - T_{AF}) \\ &= \dot{V}_{ACS}^U(T_U) \times (T_U - T_{AF}) \end{aligned} \quad (1.2)$$

### ▷ Ejemplo 1.1.

---

En una instalación calculada para suministrar un caudal de referencia de  $\dot{V}_{ACS}^{Ref} = 3000 \text{ lt/día}$  a  $45^\circ\text{C}$  con una temperatura de agua fría de  $15^\circ\text{C}$ , calcular los caudales de preparación, de distribución y de uso si la temperatura de preparación es de  $75^\circ\text{C}$ , la de distribución es de  $60^\circ\text{C}$  y la de consumo es de  $35^\circ\text{C}$ .

**Solución:** Utilizando la Ec. 1.2 se pueden obtener los caudales solicitados.

- Caudal de preparación:

$$\begin{aligned} \dot{V}_{ACS}^P(T_P = 75^\circ\text{C}) &= (3000 \text{ lt/día}) \times \left( \frac{45^\circ\text{C} - 15^\circ\text{C}}{75^\circ\text{C} - 15^\circ\text{C}} \right) \\ &= 1500 \text{ lt/día} \end{aligned}$$

- Caudal de distribución:

$$\begin{aligned} \dot{V}_{ACS}^D(T_D = 60^\circ\text{C}) &= (3000 \text{ lt/día}) \times \left( \frac{45^\circ\text{C} - 15^\circ\text{C}}{60^\circ\text{C} - 15^\circ\text{C}} \right) \\ &= 2000 \text{ lt/día} \end{aligned}$$

- Caudal de uso:

$$\begin{aligned} \dot{V}_{ACS}^U(T_U = 35^\circ\text{C}) &= (3000 \text{ lt/día}) \times \left( \frac{45^\circ\text{C} - 15^\circ\text{C}}{35^\circ\text{C} - 15^\circ\text{C}} \right) \\ &= 4500 \text{ lt/día} \end{aligned}$$



### 1.2.3 Temperatura de agua fría

La temperatura de agua fría, a veces denominada de suministro o de red, tiene una gran importancia en el cálculo de la demanda de energía de una instalación. Tiene un importante efecto sobre el rendimiento de un equipo solar y puede influir significativamente en el dimensionado del equipo.

La temperatura de red es, en algunos casos, muy dependiente de la temperatura ambiente y, otras veces, ofrece bastantes problemas su conocimiento ajustado ya que puede ser muy diferente de una instalación a otra, incluso en una misma localidad. Depende de la procedencia (por ejemplo, una red de abastecimiento o un pozo), de la localidad, de la época del año, del trazado de la red de distribución, entre otros. Así por ejemplo, el calentamiento que puede experimentar el agua fría en la red de distribución hasta el sistema de preparación, o por el uso de depósitos elevados al exterior que posea la instalación sanitaria, pueden modificar significativamente los valores normalizados que puedan disponerse.

Se recomienda un análisis detallado del suministro de agua fría que permita una valoración correcta de la temperatura del agua fría a la entrada al depósito solar (puede llegar a ser muy diferente de la temperatura de suministro de agua fría de la red), justificando en cualquier caso, como exige la especificación, los valores finales adoptados.

### 1.2.4 Medidas para ahorrar energía

La importancia del consumo de energía en el calentamiento de agua sanitaria puede constatarse por estadísticas como “Estudios de base para el diseño de estrategias y políticas energéticas: relevamiento de consumos de energía sectoriales en términos de energía útil a nivel nacional”<sup>b</sup> de las que se puede extraer por sectores, lo que representa el consumo de energía útil para calentamiento de agua en relación con el consumo de energía total.

El resumen de los resultados obtenidos refleja que, en porcentaje sobre el total, los mayores consumos se alcanzan en edificios de salud como hospitales y clínicas (33.6 %) junto con los del sector hotelero (31.8 %). En edificios como cuarteles, cárceles y clubes deportivos los consumos pueden ser superiores al 25 % y en el sector residencial el consumo de energía destinado a agua caliente representa el 18.1 % en tercer lugar después de los destinados a calefacción y a cocción. Este último sector, por el tamaño del parque de edificios, es el mayor consumidor de energía destinada al calentamiento de agua.

---

<sup>b</sup>Disponible en <http://www.eficienciaenergetica.gub.uy/estadisticas.htm>

## 1. INTRODUCCIÓN

---

Dada la importancia del consumo de energía y los efectos que produce (emisiones de gases efecto invernadero, agotamiento de recursos, entre otros) surge la necesidad de ajustarlos realizando diversas acciones que se pueden resumir en:

1. Realizar una demanda racional de agua caliente.
2. Utilizar componentes y equipos eficientes.
3. Emplear energías renovables, en particular la energía solar, siempre que sea posible.

La incorporación de la energía solar se verá a lo largo del Manual, el uso de sistemas eficientes podría ser objeto de otro manual independiente, pero aquí se debe resaltar la necesidad de que el usuario realice una demanda racional del ACS y, para ello, pueden destacarse como indica la “Guía Práctica de la Energía del IDAE” (ver [IDAE, 2011]), las siguientes medidas:

- Ajustar el consumo de agua y no dejar los grifos abiertos inútilmente (en el afeitado, en el cepillado de dientes, etc.).
- Tener en cuenta que una ducha consume del orden de cuatro veces menos agua y energía que un baño.
- Evitar los goteos y fugas de los grifos que pueden suponer una pérdida de 100 litros de agua al mes.
- Emplear cabezales de ducha de bajo consumo, disfrutará de un aseo cómodo, gastando la mitad de agua y, por tanto, de energía.
- Colocar reductores de caudal (aireadores) en los grifos.
- Ser conscientes de que no se necesita abrir al máximo los grifos de ducha y lavabo.
- Seleccionar la menor temperatura posible que le proporcione satisfacción; una temperatura de unos 35 °C es suficiente para sentirse cómodo en el aseo personal.
- Ajustar el termostato del calefón ligeramente por encima de esa temperatura (por las pérdidas a lo largo de la tubería) evitando así un gasto innecesario de energía. No aumentar nunca la temperatura para mezclar después con agua fría y si se necesita disponer de una mayor capacidad de agua caliente será mejor instalar un nuevo calefón y utilizar un reloj-programador para el momento en que se vaya a utilizar el agua calentada.
- Cambiar los grifos independientes para el agua fría y caliente por un único grifo de mezcla (mono-comando) pero, en este caso, cuide la posición del mando cuando no necesite consumir agua caliente.

## 1.3 Generalidades de las instalaciones solares térmicas

Definidos los efectos de la producción de ACS, y después de considerar las medidas de ahorro y eficiencia energética, habría que estudiar las distintas formas de solucionar las necesidades energéticas. Desde el punto de vista del interés general, la utilización de la energía solar, además de la disminución de las emisiones de los sistemas energéticos convencionales, es la que tiene las mayores ventajas básicas y evidentes que conviene recordar:

- La **disponibilidad de la energía solar a largo plazo** como fuente de energía primaria perdura en el tiempo independiente de cualquier otra actividad humana lo que no ocurre con otras (los recursos de la biomasa podrán ser limitados en algún momento y tener problemas de suministro, las fuentes residuales están condicionadas a otros procesos y actividades que se pueden modificar).
- **La fuente de energía primaria es gratuita** con lo que no hay costes de utilización de la fuente, sólo costes de mantenimiento del equipamiento que la transforma. Por ejemplo, la utilización de biomasa tiene un coste para adaptarla al uso (hay que recogerla, tratarla y transportarla), en la recuperación hay un coste de producción aunque sea residual y otros de transferencia del calor (las bombas de calor siempre requieren consumo eléctrico). En estos casos, la evolución de la demanda se acompañará de las correspondientes elevaciones de costos.
- **Tiene los mejores rendimientos** de transformación de la radiación solar en energía útil: del orden del 50 %.

Adicionalmente, la sencillez de la tecnología solar térmica es una de las ventajas fundamentales de las instalaciones y eso facilita que pueda estar al alcance de muchos y que sea más fácil su expansión. La utilización intensiva de la energía solar para ACS permitirá avanzar en su conocimiento para que, posteriormente, se pueda generalizar su uso en la calefacción y refrigeración de edificios así como en el resto de aplicaciones.

Desde el punto de vista medioambiental, la energía solar térmica es la mejor de las opciones posibles puesto que, a diferencia del resto de las energías convencionales, no contamina en absoluto y suponen la utilización de un recurso natural, gratuito y de carácter renovable.

### 1.3.1 Las distintas aplicaciones de la energía solar térmica

Dentro de las posibles aplicaciones directas de la energía solar térmica las más inmediatas están relacionadas con cualquier demanda de calor a baja temperatura (hasta unos 100 °C): agua caliente, sanitaria o industrial, calentamiento de piscinas, calefacción y refrigeración ambiental, y otras aplicaciones térmicas como secado agrícola, evaporación de agua, cocción de alimentos, etc.



Si se pretende que todas las demandas térmicas sean solucionadas con energía solar, será más fácil alcanzar un objetivo final de generalización del uso de la energía solar para todas las aplicaciones si se concentran los primeros esfuerzos en las aplicaciones más sencillas, eficientes y rentables.

Si se analiza la demanda potencial de las distintas aplicaciones, la forma de utilizar la tecnología en cada una de ellas, y las distintas eficiencias y rentabilidades que proporcionan, se deduce que conviene concentrar esfuerzos en la aplicación más demandada que es el agua caliente sanitaria utilizada en el sector residencial y servicios. La estabilidad de la demanda anual de este servicio es uno de los factores que más contribuye a su desarrollo.

Las soluciones de ACS son un primer paso ya que se debe aprender a proyectarla, a instalarla y a utilizarla; éste no es un camino fácil porque la energía solar lleva consigo un cambio de mentalidad en la disponibilidad de la fuente de energía y hay que demostrar a la sociedad que derrochar energía convencional es un rumbo equivocado.

### 1.3.2 Aplicación en los sistemas de producción de ACS

Las instalaciones solares para la producción de agua caliente sanitaria constituyen la aplicación más extendida, sencilla, desarrollada y rentable que existe hoy en día de la energía solar térmica. No obstante, para la economía doméstica todavía hay que solventar el mayor inconveniente que está relacionado con el hecho de que es necesario invertir inicialmente para disponer de una instalación solar térmica.

El costo de adquisición de una instalación solar para agua caliente es muy superior a lo que cuesta un sistema convencional, ya sea individual (calefón o calentador instantáneo) o colectivo. Cuando se evalúa la rentabilidad del sobrecoste comparándolo con los ahorros económicos directos, los resultados no son siempre atractivos debido al costo relativamente bajo de la energía convencional.

Aunque los criterios para decidir las inversiones y para analizar su rentabilidad son distintos en las empresas y en las economías domésticas, no siempre se utiliza el criterio de rentabilidad económica, sino que hay otros muchos criterios que se pueden tomar en consideración: rentabilidad social, marketing, imagen, entre otros factores.

Para que el mercado se desarrolle, de acuerdo con todo lo anterior, es necesaria la intervención de la Administración de forma que haga atractivo para la persona individual lo que es bueno para la sociedad en su conjunto. Además de las actividades de formación medioambiental e información al ciudadano, las acciones directas como el incentivo económico o la obligatoriedad en las nuevas edificaciones son intervenciones que han demostrado su eficacia [ESTIF, 2012].

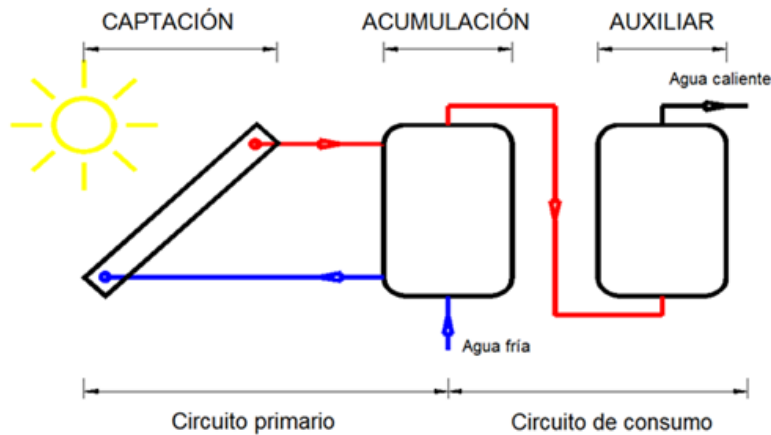


Figura 1.2: Esquema básico de los sistemas y circuitos de un SST.

### 1.3.3 Descripción básica de un Sistema Solar Térmico para ACS

Un SST transforma la energía radiante emitida por el Sol en energía térmica y la acumula, en forma de agua caliente, para su posterior consumo.

Si se quiere garantizar una determinada temperatura en los puntos de consumo, los SST siempre deben disponer un sistema auxiliar que, alimentado por otro tipo de energía, asegure una temperatura mínima de suministro de ACS independientemente de los niveles de consumo y de radiación solar.

En el funcionamiento normal, el agua fría entra en la instalación solar que la calienta hasta una determinada temperatura, después pasa al sistema auxiliar que, cuando es necesario, la termina de calentar a la temperatura de preparación establecida y finalmente, la suministra a la temperatura de uso mezclándola o no con agua fría.

En el esquema básico de funcionamiento de un SST para preparación de ACS, que puede verse en la Fig. 1.2, pueden diferenciarse los siguientes sistemas:

- Sistema de captación: transforma la radiación solar incidente en energía térmica aumentando la temperatura de un fluido de trabajo.
- Sistema de acumulación: almacena el agua caliente hasta que se precise su uso.
- Sistema auxiliar o de apoyo: complementa el aporte solar suministrando la energía necesaria para cubrir el consumo previsto. En algunos aspectos, este sistema no se considera incluido en el SST.

El esquema se completa con:

## 1. INTRODUCCIÓN

---

- Circuitos hidráulicos que son todos los conjuntos de tuberías con su aislación, accesorios, bombas, válvulas, etc. que interconectan los distintos sistemas y, mediante la circulación de fluidos, producen la transferencia de calor desde el sistema de captación hasta los puntos de consumo.
- Sistema eléctrico y de control: aplica las estrategias de funcionamiento y de protección organizando el arranque y parada de bombas, las posibles actuaciones de las válvulas de tres vías (si las hubiera) y cualquier otra actuación electromecánica que se prevea.

En el esquema básico de la instalación se pueden distinguir dos circuitos hidráulicos:

- Circuito primario: permite la circulación del fluido a través de los colectores donde recogen la energía térmica y la transporta hasta el intercambiador o acumulador.
- Circuito de consumo: transporta agua potable de consumo y comprende desde la acometida de agua fría, pasando por los sistemas de acumulación y auxiliar, hasta la red de distribución que alimenta a los puntos de consumo.

El movimiento de fluido en el circuito primario se puede producir de diferentes formas según se explica posteriormente pero en el circuito de consumo, el agua circula con la apertura de los grifos en los puntos de consumo gracias a la presión de alimentación (ya sea externa y directa de la red de abastecimiento, tanque elevado, grupo de presión, etc.). El fluido de trabajo en los circuitos de consumo es siempre el agua potable.

### 1.3.4 Prestaciones energéticas de los SST

Las prestaciones de los SST dependen de una gran cantidad de factores pero para su análisis se pueden referir tres grupos principales de parámetros que están relacionados con el uso, el clima y el funcionamiento de la instalación. Se relacionan en el Cuadro 1.1 los parámetros fundamentales dentro de cada grupo.

Los parámetros de uso definen la demanda de energía térmica y, como ya se ha indicado, depende del consumo de ACS y de las temperaturas de entrada de agua fría y caliente.

Los parámetros climáticos determinan la oferta de energía disponible. Los de mayor importancia son la radiación solar global y la temperatura ambiente como se indica en el Cuadro 1.1, aunque también pueden influir otros factores como por ejemplo la velocidad del viento. Éstos últimos normalmente no se consideran en las aplicaciones de ACS.

Los parámetros funcionales caracterizan la instalación solar que depende de un gran número de factores, entre otros, del número de colectores solares, de las

### 1.3. Generalidades de las instalaciones solares térmicas

grupo de parámetros	parámetros fundamentales
parámetros de uso	1. volumen de consumo. 2. temperatura de consumo. 3. temperatura de agua fría.
parámetros climáticos	1. radiación global diaria sobre plano captación. 2. temperatura media diaria.
parámetros funcionales	1. superficie total de captación. 2. factores de ganancia y pérdida de colectores. 3. volumen de acumulación solar. 4. eficiencia del sistema de intercambio. 5. pérdidas térmicas del SST.

Cuadro 1.1: Tipos de parámetros que afectan las prestaciones de un SST.

propiedades de éstos (curva de rendimiento, superficie útil de captación, factor de ganancia, coeficiente de pérdidas, entre otros); de las características del sistema de acumulación (volumen, aislamiento, situación de las conexiones); del intercambiador empleado (efectividad); de los caudales de circulación; del tipo de fluido; de las características del sistema de control, entre otros.

Las prestaciones energéticas de un SST vienen definidas por su capacidad de aportar energía térmica a la demanda de energía producida por un consumo de ACS en unas condiciones climáticas determinadas. Normalmente, la evaluación global de las prestaciones energéticas de un SST se realiza cuantificando, en un determinado periodo de tiempo, el aporte solar, la fracción solar y el rendimiento medio. Por ejemplo, para el periodo de un año, se definen [ASIT, 2010]:

- El Aporte Solar Anual (ASA) como la energía solar térmica que el SST aporta a una determinada Demanda de Energía Anual (DEA). Esta magnitud se expresa en unidades de energía (kWh o MJ) por año.
- La fracción solar  $f$ , a veces denominada cobertura solar y otras veces contribución solar, representa la parte de la demanda de energía que no es aportada por el Consumo de Energía Auxiliar (CEAUX). Dicha magnitud queda definida según la Ec. 1.3 y usualmente es presentada en forma de porcentaje.

$$f = \frac{ASA}{DEA} = 1 - \left( \frac{CEAUX}{DEA} \right) \quad (1.3)$$

- La eficiencia media anual del SST se obtiene como la razón entre el aporte solar anual y la radiación global incidente sobre el SST según se muestra en la Ec. 1.4.

$$\eta_{media} = \frac{ASA}{RAD} \quad (1.4)$$

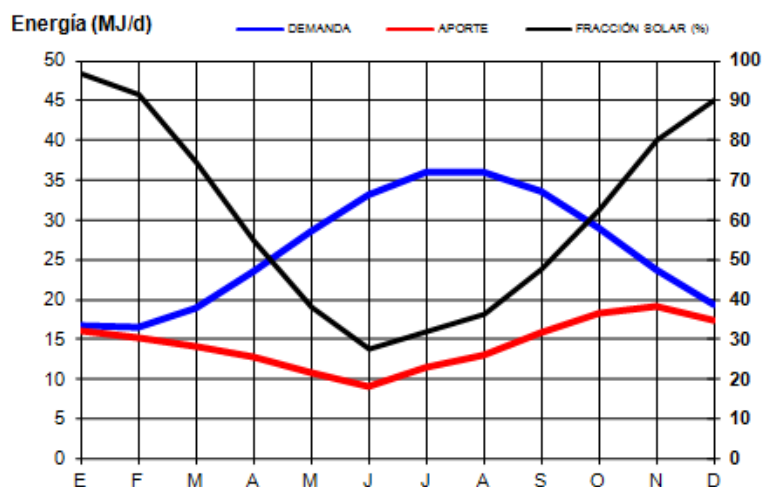


Figura 1.3: Evolución anual de las prestaciones energéticas de los SST.

En la Fig. 1.3 se representa un ejemplo característico de la evolución de la demanda de energía y del aporte solar anual (representados por valores medios mensuales de acumulados diarios en MJ/día) y la fracción solar en forma porcentual. La diferencia entre ambos valores sería la demanda no cubierta con energía solar y tendría que ser producida con energía auxiliar. Puede observarse que, aunque el consumo de agua sea constante a lo largo del año, la demanda de energía disminuye en verano al aumentar la temperatura de agua fría. Como el aporte solar no puede ser superior a la demanda de energía, la fracción solar no podrá ser superior al 100 %.

### 1.3.5 Diferencias entre energía solar térmica y fotovoltaica

Existe muchas veces la tendencia a homogeneizar criterios de determinadas tecnologías, como pueden ser la solar térmica y la fotovoltaica, que pueden ser parejas en la fuente de energía pero completamente diferentes en otros muchos aspectos. Por eso habitualmente no se diferencian de forma clara las tecnologías y es muy normal en el sector de la energía solar que se confundan términos, conceptos y criterios por eso se establecen aquí las diferencias fundamentales que se resumen en el Cuadro 1.2.

Muchas veces hay personas que trabajan en las dos actividades y dan el mismo tratamiento a ambas tecnologías; a título de ejemplo, uno de los factores que diferencia a la energía solar térmica de la fotovoltaica es la escasa influencia de la suciedad en el rendimiento de los colectores frente a la mayor importancia que tiene en los paneles fotovoltaicos; ocurre algo similar con el problema de las sombras o con los sistemas de seguimiento en lo que ambas

### 1.3. Generalidades de las instalaciones solares térmicas

<b>criterio</b>	<b>energía solar térmica de baja temperatura</b>	<b>fotovoltaica</b>
producción	calor hasta 100 °C	directa de electricidad
efecto	invernadero	fotovoltaico
denominación	colectores solares (captadores)	paneles fotovoltaicos (placas)
almacenamiento	depósitos, tanques o acumuladores	baterías o acumuladores eléctricos
circuitos	tuberías con aislamiento térmico	cables o conductores eléctricos
rendimiento medio	entorno al 40–50 %	entorno al 10–15 %
seguimiento al Sol	colectores siempre estáticos	paneles pueden orientarse
efectos de sombras	global	global y puntual
efecto de suciedad	influencia no significativa	elevada importancia

Cuadro 1.2: Diferencias entre sistemas térmicos y fotovoltaicos.

tecnologías son diferentes.

Esto ha producido que, en algunos casos, se haya incluido la limpieza de los colectores en los procesos de mantenimiento de instalaciones y, a veces se ha llegado a dejar prevista una red paralela con tomas de agua para limpieza y, en otros casos incluso, se ha incorporado esta actividad a los planes de vigilancia que en teoría debe llevar a cabo el usuario.

El efecto de la suciedad en los colectores sería una eventual reducción del factor óptico y del rendimiento global pero en la práctica hay experiencias y testimonios que demuestran que los efectos son, en general, despreciables [Peuser et al., 2005].



# Componentes

Ing. Juan Carlos Martínez Escribano  
[juancarlosmartinezescribano@yahoo.es](mailto:juancarlosmartinezescribano@yahoo.es)  
*Ingeniero Consultor*

## 2.1 El colector solar térmico

El colector solar térmico es el principal componente del sistema de captación y el elemento más representativo de las instalaciones solares térmicas. Además de producir el calor de manera eficiente, el colector debe estar diseñado para soportar la continua exposición a condiciones exteriores (lluvia, granizo, polvo) y para resistir las temperaturas extremas, tanto altas como bajas, a las que va a estar sometido.

El tamaño de los colectores más utilizados se encuentra en el rango de los 2 m<sup>2</sup>, aunque se fabrican colectores de muchos tamaños diferentes. El peso por metro cuadrado aproximado de un colector plano con cubierta de vidrio, que es el más utilizado en instalaciones de ACS, varía entre 15 kg/m<sup>2</sup> y 25 kg/m<sup>2</sup>.

### 2.1.1 Elementos principales del colector solar plano

En la Fig. 2.1 se indican los componentes principales de un colector solar plano. En lo que sigue se describirá cada elemento por separado.

#### Cubierta transparente

La cubierta es un elemento plano de material transparente que además de reducir las pérdidas por radiación y convección, asegura la estanqueidad del



## 2. COMPONENTES

---

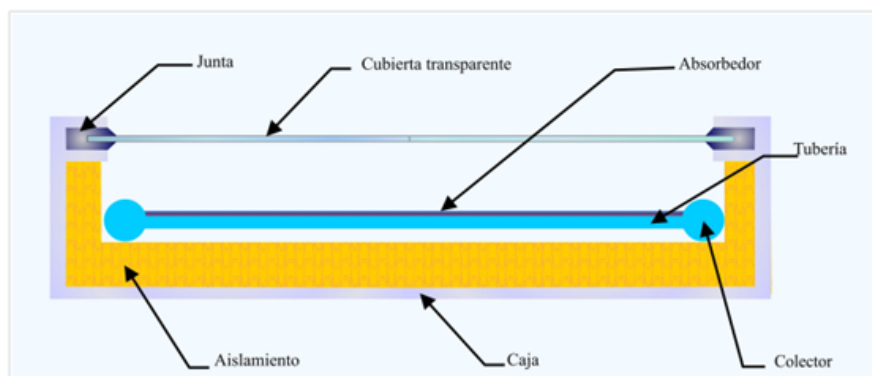


Figura 2.1: Esquema de partes de un colector de placa plana.

colector protegiendo a los componentes interiores, frente a agentes externos (lluvia, humedad, etc.), para evitar su deterioro.

Mayoritariamente se utilizan cubiertas de vidrio en lugar de cubiertas plásticas ya que estas últimas se suelen degradar por efectos de la radiación solar ultravioleta y las altas temperaturas y, además, por su mayor dilatación térmica requiere especial cuidado para asegurar la estanqueidad.

Las cubiertas de vidrio deben tener un espesor mínimo (normalmente entre 3 mm y 4 mm) que garantice la resistencia mecánica, evite su rotura y garantice la resistencia mecánica del conjunto.

Para absorber la diferente dilatación térmica de los componentes del colector e impedir la entrada de agua, se utilizan juntas elásticas entre la cubierta y la carcasa. El material de estas juntas debe ser resistente a la radiación solar, a las temperaturas extremas y a la humedad. Se suelen utilizar juntas de silicona o de EPDM (caucho de Etileno Propileno Dieno tipo M).

### Absorbedor

Es el componente que transforma la radiación solar en energía térmica y consiste, normalmente, en una superficie metálica plana que tiene adosadas, generalmente mediante soldadura, unas tuberías metálicas por las que circula el fluido de trabajo para evacuar el calor. El absorbedor puede ser de lámina entera o en bandas como se puede apreciar en la Fig. 2.2.

El material habitualmente empleado para el absorbedor, ya sea en lámina entera o en bandas, es el cobre y, en menor medida, aluminio o acero. El cobre también es el material más empleado en las tuberías debido a su buena conductividad térmica y resistencia a la corrosión. Un buen contacto térmico entre la parte plana del absorbedor y las tuberías es imprescindible para facilitar la transferencia de calor por conducción. En ese sentido, es importante destacar las ventajas que tiene el uso de soldaduras –habitualmente por ultrasonidos o

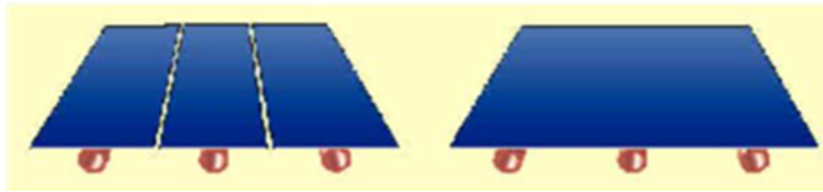


Figura 2.2: Absorbedores de bandas y de lámina entera.

láser— frente a otras técnicas menos fiables (como el apriete mecánico).

#### A. Tratamiento superficial del absorbedor

El rendimiento del colector solar depende, en gran medida, del tratamiento superficial del absorbedor que, básicamente, determina su capacidad de absorber radiación (absortancia) y su capacidad de emitir radiación cuando se calienta (emisividad). Se pueden distinguir los tratamientos con pintura negra y los tratamientos selectivos.

La pintura negra proporciona una elevada absortancia (95 %) pero también una elevada emisividad (85–95 %) lo que produce muy buen rendimiento a temperaturas bajas. A altas temperaturas los rendimientos son bajos y las temperaturas máximas alcanzables no son muy elevadas. Normalmente se utilizan pinturas solares específicas que soportan las temperaturas de trabajo, con aglomerantes para que no se degraden y le proporcionen máxima durabilidad.

Los tratamientos selectivos intentan, manteniendo un valor elevado de la absortancia (95 %), reducir mucho la emisividad del absorbedor (5–15 %). Existe una gran variedad de tratamientos selectivos: desde hace años se han utilizado las electrodeposiciones de cromo negro aplicado, directamente o a través de una capa de níquel, sobre un sustrato de cobre y, actualmente, también se utilizan tratamientos selectivos obtenidos mediante procesos de pulverización, deposición física o química en fase vapor. Gracias a la reducción de las pérdidas térmicas por radiación, los tratamientos selectivos aportan mejor rendimiento a altas temperaturas que los tratamientos negros.

#### B. Circuito hidráulico del absorbedor

El circuito hidráulico del absorbedor se encarga de hacer circular el fluido de trabajo para evacuar el calor del colector. Su diseño debe asegurar la mejor transferencia de calor, y para ello:

1. La superficie de contacto del circuito hidráulico con el absorbedor debe ser lo más grande posible.
2. Las características constructivas deben garantizar la mejor transmisión térmica desde cualquier punto del absorbedor al circuito.

3. Debe tenerse en cuenta que la circulación del fluido en régimen turbulento favorece la transferencia de calor [Duffie y Beckman, 2006].
4. El equilibrado hidráulico interior debe garantizar que no haya diferencias de caudal en el circuito pues el rendimiento global disminuiría.

Han existido una gran cantidad de tipos diferentes de absorbedor, pero en la actualidad son más comercializados los que tienen un circuito de tubos de cobre en forma de parrilla o de serpentín. En la mayoría de los casos, la distancia entre tubos paralelos suele estar en el rango de 100 mm a 120 mm y resulta del compromiso entre maximizar la transferencia de calor al fluido de trabajo y minimizar los costes de materiales y de fabricación.

En los absorbedores tipo parrilla, el circuito hidráulico está constituido por varias tuberías paralelas que se unen a dos conductos distribuidores formando la denominada “parrilla de tubos”, como se aprecia en la Fig. 2.3. Debido a que el fluido que entra por el distribuidor se distribuye por todas las tuberías paralelas, el absorbedor tipo parrilla suele presentar una pérdida de carga relativamente pequeña. Por este motivo son los que normalmente se emplean en sistemas por termosifón en los que es conveniente que haya una pérdida de carga reducida.

En los circuitos de tipo parrilla es muy importante el diseño de los conductos interiores del absorbedor, ya que la distribución del caudal de circulación a través de éste depende de la relación entre las pérdidas de carga de las tuberías paralelas y de los conductos distribuidores. Sin un diseño adecuado podrían circular distintos caudales por cada tubería paralela y aparecer desequilibrios hidráulicos no aceptables.

Existen diferentes variantes entre los absorbedores en forma de parrilla y, entre ellas, destaca la posibilidad de montar los absorbedores de forma longitudinal o transversal, como se observa en la Fig. 2.3.

En los absorbedores tipo serpentín, el circuito hidráulico lo constituye una única tubería con dicha forma que recorre el absorbedor completo. Estos colectores pueden tener la salida del serpentín directamente al exterior o disponer de tubos distribuidores para facilitar la interconexión entre colectores para formar baterías. En la Fig. 2.3 se muestra la configuración de un colector con absorbedor de serpentín típico. En este caso, no existen problemas de desequilibrio hidráulico dentro de un colector ya que todo el fluido de trabajo que circula a través del colector solar lo hace a través de esta única tubería.

Para el mismo régimen de caudal, aunque dependiendo de los diámetros, la pérdida de carga en el absorbedor tipo serpentín es mayor que la del absorbedor en forma de parrilla. Esto se debe a que el caudal que circula por la única tubería del tipo serpentín es superior al que circula por cada tubería del tipo parrilla de tubos y también por la presencia de cambios de dirección en el circuito del tipo serpentín. Por esta mayor pérdida de carga no se recomienda el empleo de absorbedores tipo serpentín en instalaciones solares con circulación por termosifón.

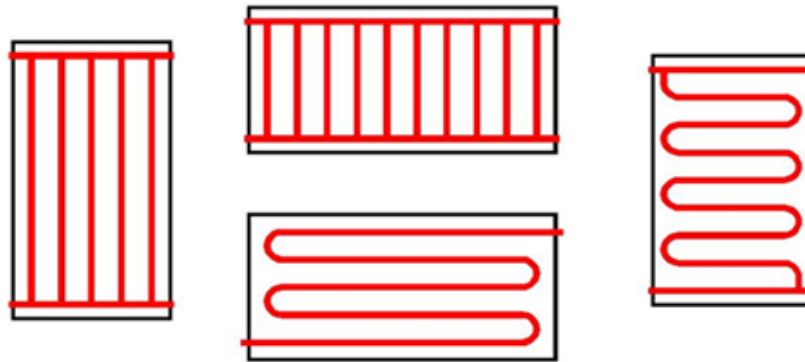


Figura 2.3: Colectores con absorbedores de tipo parrilla y de serpentín en vertical y horizontal.

En otros casos el circuito hidráulico del absorbedor se realiza con otras configuraciones de tubos (doble parrilla, por ejemplo), o también con hojas de aluminio o de acero inoxidable conformadas como absorbedor (denominadas *roll-bond*).

### Aislamiento del colector

El aislamiento en la parte posterior y en los laterales de la carcasa permite reducir las pérdidas térmicas por conducción. Normalmente se utiliza lana de vidrio o lana mineral y, algunas veces, poliuretano rígido. En este último caso, se deben tomar medidas para que no le afecten las elevadas temperaturas de estancamiento del colector lo que, normalmente, se realiza incorporando una capa de lana mineral intermedia entre el absorbedor y el poliuretano.

Para asegurar el correcto funcionamiento del aislamiento del colector es necesario, además de que el material soporte la máxima temperatura que se pueda alcanzar y de que no vaporice, evitar que se pueda deteriorar por la entrada de agua en el interior del colector produciendo la pérdida de sus propiedades aislantes. Además, el incremento de su volumen debido al agua puede provocar la deformación del colector.

### Carcasa

Es la caja que contiene al resto de los componentes, los protege del exterior y da rigidez al conjunto. La carcasa debe tener una elevada resistencia mecánica, un buen comportamiento frente a la corrosión y a las variaciones de temperatura. Habitualmente se emplea aluminio, acero inoxidable, acero galvanizado y lacado o material plástico reforzado con fibra de vidrio.

Normalmente se fabrican las carcasas con perfiles extruidos para construir el marco y una lámina plana en el fondo. No obstante, también se utilizan carcasas realizadas con una única chapa, normalmente de aluminio, a la que se le da forma por embutición.

Para dar estanqueidad a las conexiones de entrada y salida del colector se suelen emplear juntas de silicona, caucho o EPDM, cuya temperatura máxima de trabajo supera las temperaturas de estancamiento normales.

### 2.1.2 Otros tipos de colectores solares planos

Además del colector solar plano que es el más utilizado en las instalaciones de agua caliente, existe una gran variedad de colectores solares aunque su utilización, en instalaciones de ACS, no está muy extendida.

Además de las variantes anteriormente referidas, hay otros tipos de colectores solares que introducen, sobre la base del colector plano, diversas adaptaciones para conseguir objetivos de mayor eficiencia o de menor costo.

Entre otros cabe destacar:

- Colectores sin cubierta. No se hace referencia a los colectores de plástico negro que se utilizan en el calentamiento de piscinas, sino absorbedores metálicos con tratamiento selectivo que, sin cubierta ni aislamiento ni carcasa, están diseñados para soportar las condiciones exteriores.
- Colectores con varias cubiertas. Se puede utilizar más de una cubierta, del mismo o diferentes materiales, para reducir las pérdidas térmicas debido a la cubierta aunque disminuya la transmitancia y aumente significativamente el costo del colector.
- Colectores tipo CPC (colector de concentración cilindro-parabólico compuesto). En lugar de un absorbedor que ocupa la superficie completa dispone de canales reflectores adosados que reflejan la radiación solar sobre los absorbedores constituidos por tubos con pequeñas aletas.
- Colectores con cubierta TIM (Transparent Insulating Materials). Se utilizan cubiertas aislantes transparentes denominados TIM que son estructuras transparentes en forma de panal de abeja que, colocadas en la cara interna de la cubierta, reducen significativamente las pérdidas por convección. Esta cubierta también disminuye la transmitancia global pero se compensa, a elevadas temperaturas, con la reducción de pérdidas térmicas.
- Colectores de vacío. Son colectores planos y muy herméticos a los que se les hace el vacío interior. Disponen de unos soportes internos que impiden que la cubierta y la carcasa se quiebren hacia dentro al hacer el vacío.

- Colectores a medida. En determinadas ocasiones y para conseguir la mejor integración arquitectónica se fabrican colectores a medida para su incorporación como parte de la envolvente del edificio.

### 2.1.3 Colectores de tubos de vacío

En los tubos de vacío se reducen las pérdidas térmicas, tanto las de convección como las de conducción, al hacerse el vacío en el espacio entre el absorbedor y el tubo exterior con lo que se consigue alcanzar temperaturas elevadas. El nivel de vacío es un parámetro fundamental en la efectividad de la reducción de las pérdidas térmicas [Peuser et al., 2005] y, a la vez, el parámetro cuya fiabilidad a largo plazo es más difícil de garantizar.

Un colector de tubos al vacío está compuesto por un conjunto de tubos, conectados en un distribuidor, cada uno de los cuales está formado por uno o más tubos por donde circula el fluido a calentar y un tubo de vidrio como cubierta y envolvente exterior.

Hay varios tipos de colectores de tubos de vacío entre los que destacan: los de tubos de calor, los tubos en “U” y los de flujo directo. A continuación se describen las principales características de estos tipos de colectores.

#### Colector de vacío de de tubos de calor (*Heat-Pipe*)

En el interior del tubo evacuado hay un tubo cerrado, que dispone de aletas como absorbedor, en cuyo interior hay un fluido caloportador a la presión adecuada para que se evapore y condense en un rango determinado de temperaturas. Al calentarse el tubo absorbedor se evapora una parte del líquido que se desplaza, en forma de vapor, a la parte superior del tubo donde, en un bloque de transferencia de calor, cede calor a otro fluido de trabajo, se condensa y vuelve a un estado líquido para descender por el tubo hasta que se evapore otra vez [Peuser et al., 2005]. Este proceso se ilustra en la Fig. 2.4.

Estos colectores necesitan que los tubos tengan una inclinación mínima (superior a unos 20°) para poder funcionar correctamente. Cuando la temperatura del distribuidor es superior a la de evaporación del fluido del tubo de calor, no se produce la condensación y se mantiene la evaporación total en el interior del tubo y, por tanto, se paraliza la transferencia de calor al fluido. En esa situación únicamente actúa la conducción directa a través del tubo metálico que, como es muy pequeña en relación a la de cambio de fase, permite afirmar que los tubos de calor sólo funcionan transfiriendo calor en un único sentido.

#### Colector de vacío de tubo en “U” (*U-Tube*)

En el interior del tubo evacuado hay un tubo de paso del fluido caloportador en el cual por uno de los extremos el fluido entra a baja temperatura para

## 2. COMPONENTES

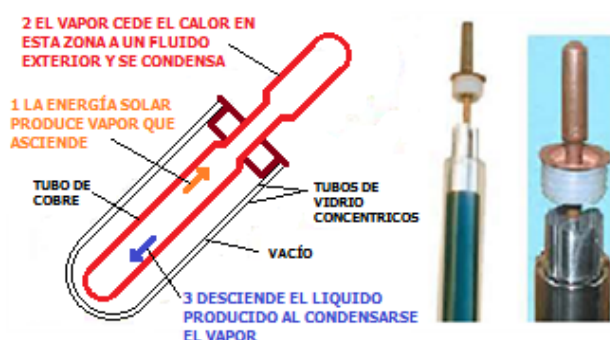


Figura 2.4: Tubo de vacío del tipo *heat pipe*.

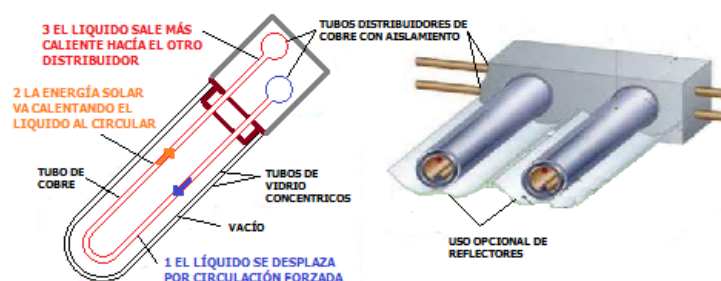


Figura 2.5: Tubo de vacío del tipo tubo en “U”.

luego recorrer el circuito de “U” y salir a mayor temperatura (ver Fig. 2.5). El absorbedor adosado a los dos tubos es de morfología plana.

### Colector de vacío de flujo directo

En el interior del tubo evacuado existe un absorbedor plano con un tubo en el centro que contiene el fluido de trabajo; éste entra por un tubo concéntrico de menor diámetro, circula hasta el final del tubo y vuelve por el tubo exterior calentándose.

Dentro de determinados márgenes, los absorbedores se pueden girar en el interior del tubo para optimizar su inclinación. Esto permite, además, instalar los colectores solares verticales u horizontales para conseguir una mejor integración arquitectónica y simplificar la estructura soporte.

#### 2.1.4 Evaluación del colector solar

La potencia útil extraída del colector solar  $\dot{Q}_{COL}$  (en W) se emplea para aumentar la temperatura del fluido de trabajo que circula por el absorbedor

y puede expresarse con la siguiente expresión:

$$\dot{Q}_{COL} = \dot{m}_{COL} \times C_p \times (T_S - T_E) = \eta \times A_{COL} \times G_t \quad (2.1)$$

Siendo  $\dot{m}_{COL}$  el flujo másico (en kg/s) que circula por el colector (que es igual al flujo volumétrico  $\dot{V}_{COL}$  (en lt/s) por la densidad del fluido),  $C_p$  el calor específico a presión constante del fluido (en J/kg.K),  $T_S$  y  $T_E$  la temperatura de salida del colector y la temperatura de entrada del colector respectivamente (ambas en °C),  $\eta$  la eficiencia –o rendimiento– del colector (adimensionado),  $A_{COL}$  la superficie o área útil del colector (en m<sup>2</sup>) y, finalmente,  $G_t$  la irradiancia total sobre la superficie del colector (en W/m<sup>2</sup>).

La eficiencia del colector puede calcularse, despejando de la expresión anterior, como la relación entre potencia térmica generada por unidad de área y la irradiancia solar incidente. Por otro lado, dicha eficiencia del colector se obtiene experimentalmente mediante el ensayo que se realiza conforme a la norma UNIT ISO 9806 –u otra según el país– y el resultado se representa por una aproximación matemática cuadrática del modelo físico real, según la expresión:

$$\eta = \eta_0 + a_1 \times \frac{(T_E - T_{AMB})}{G_t} - a_2 \times \frac{(T_E - T_{AMB})^2}{G_t} \quad (2.2)$$

Algunas veces se utiliza el modelo lineal, que es una simplificación de la anterior que utiliza una expresión de la forma:

$$\eta = F_R(\tau\alpha) - F_R U_L \times \frac{(T_E - T_{AMB})}{G_t} \quad (2.3)$$

Donde el rendimiento óptico del colector o factor de la eficiencia óptica ( $F_R(\tau\alpha)$  o  $\eta_0$ ) representa la eficiencia del colector cuando la temperatura de entrada al colector es igual a la temperatura ambiente. Los coeficientes de pérdidas térmicas son los que describen la variación lineal ( $F_R U_L$  o  $a_1$ ) y la variación cuadrática de las pérdidas térmicas ( $a_2$ ). A medida que estos coeficientes sean mayores, las pérdidas térmicas aumentarán y, por tanto, la eficiencia será menor.

Para calcular la eficiencia de un colector en un punto de funcionamiento es necesario conocer la temperatura de entrada del fluido caloportador  $T_E$ , la temperatura ambiente  $T_{AMB}$  y la irradiancia sobre la superficie del colector  $G_t$ .

Es importante señalar que la curva determinada experimentalmente en el ensayo de un colector siempre está asociada a un caudal de ensayo y a una superficie de referencia que normalmente es la de apertura. Cualquier cambio de los valores de referencia modifica los parámetros de eficiencia del colector por lo que deben estar siempre biunívocamente referenciados:

1. En relación con el caudal de ensayo, normalmente se utiliza el valor de 0.02 kg/s por metro cuadrado de área de colector (72 kg/h por metro



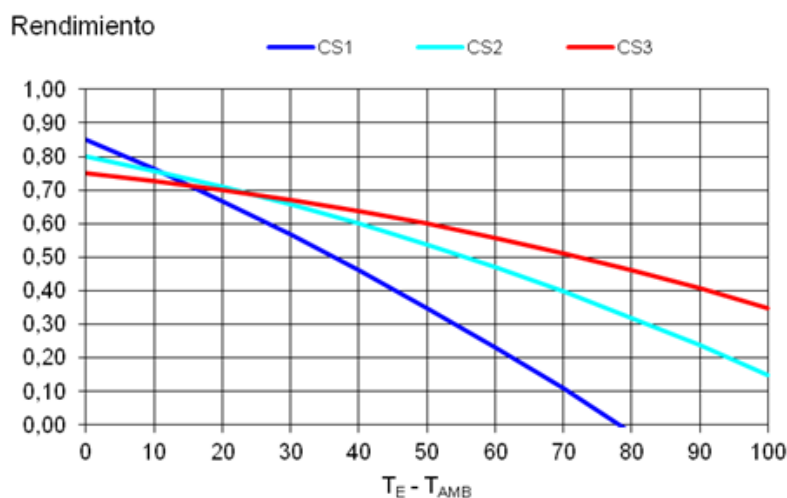


Figura 2.6: Curva de eficiencia de los colectores CS1, CS2 y CS3.

cuadrado). No obstante, las normas normalmente permiten que se pueda realizar para cualquier otro valor que solicite el fabricante; en cualquiera de los casos es un dato que expresamente está indicado en el informe de ensayo.

2. En relación con la selección de la superficie de referencia hay que distinguir que para la superficie de un colector se pueden utilizar, ver norma UNIT-ISO 9488, las siguientes definiciones:
  - La superficie total o área bruta es la máxima proyectada por el colector completo, excluyendo cualquier medio de soporte y acoplamiento de los tubos.
  - La superficie de apertura es el área proyectada máxima a través de la cual penetra en el colector la radiación solar sin concentrar.
  - La superficie del absorbedor es el área máxima de la proyección del absorbedor.

A modo de ejemplo, en la Fig. 2.6 se puede apreciar el gráfico de eficiencia para 3 colectores solares CS1, CS2 y CS3, a una irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$ . Sus parámetros de ensayo se muestran en el Cuadro 2.1.

Estas curvas de eficiencia son dependientes de la irradiancia a la que fueron relevadas. Por ejemplo, para valores de irradiancia de  $600 \text{ W/m}^2$ ,  $800 \text{ W/m}^2$  y  $1000 \text{ W/m}^2$  las curvas de eficiencia del colector solar CS2 (con los parámetros de ensayo del Cuadro 2.1) serían como se muestran en la Fig. 2.7.

colector	$\eta_0$	$a_1(\text{W/Km}^2)$	$a_2(\text{W/K}^2\text{m}^2)$
Colector Solar 1 (CS1)	0.85	8.50	0.030
Colector Solar 2 (CS2)	0.80	4.00	0.025
Colector Solar 3 (CS3)	0.75	2.00	0.020

Cuadro 2.1: Ejemplos de parámetros de ensayo de distintos colectores.

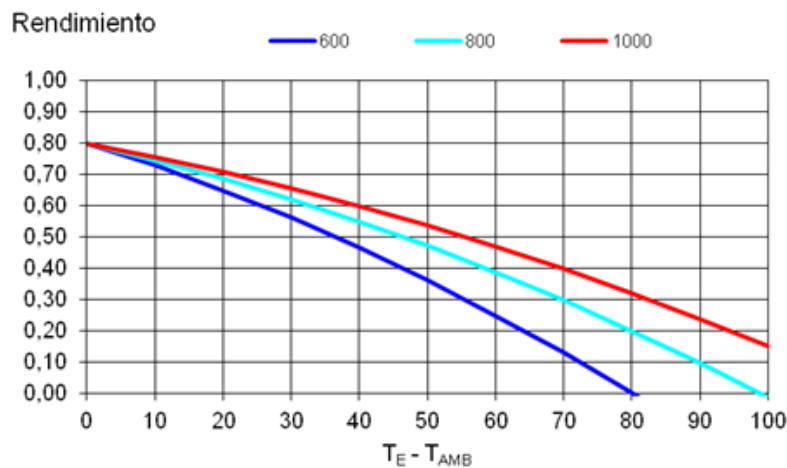


Figura 2.7: Curva de eficiencia del colector solar CS2 para distintos valores de irradiancia solar.

▷ **Ejemplo 2.1.**

Calcular la eficiencia y la temperatura de salida del colector CS2 de  $2\text{ m}^2$ , si circula un caudal de agua de  $100\text{ kg/h}$  por el colector y la radiación global incidente es de  $1000\text{ W/m}^2$ . La temperatura de entrada es de  $30\text{ }^\circ\text{C}$  y la del ambiente es de  $20\text{ }^\circ\text{C}$ .

**Solución:** Para hallar la temperatura de salida se debe primero hallar la diferencia de temperatura entrada-salida utilizando la eficiencia instantánea del colector.

- Eficiencia  $\eta$ :

$$\eta = 0.80 - (4.00\text{ W/Km}^2) \times \left( \frac{(30\text{ }^\circ\text{C} - 20\text{ }^\circ\text{C})}{1000\text{ W/m}^2} \right) + \dots$$

$$\dots - (0.025\text{ W/K}^2\text{m}^2) \times \left( \frac{(30\text{ }^\circ\text{C} - 20\text{ }^\circ\text{C})^2}{1000\text{ W/m}^2} \right) = 0.758$$

- Salto de temperaturas  $\Delta T$ :

$$\Delta T = 0.758 \times \left( \frac{(2 \text{ m}^2) \times (1000 \text{ W/m}^2) \times (3600 \text{ s/h})}{(4186 \text{ J/kg}^\circ\text{C}) \times (100 \text{ kg/h})} \right) = 13.0 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Temperatura de salida:  $T_S = 20.0 \text{ }^\circ\text{C} + 13.0 \text{ }^\circ\text{C} = 33.0 \text{ }^\circ\text{C}$

Para las mismas condiciones, si la temperatura de entrada es de  $70 \text{ }^\circ\text{C}$ :

- Eficiencia  $\eta$ :

$$\begin{aligned} \eta = 0.80 - (4.00 \text{ W/Km}^2) \times \left( \frac{(70 \text{ }^\circ\text{C} - 20 \text{ }^\circ\text{C})}{1000 \text{ W/m}^2} \right) + \dots \\ \dots - (0.025 \text{ W/K}^2\text{m}^2) \times \left( \frac{(70 \text{ }^\circ\text{C} - 20 \text{ }^\circ\text{C})^2}{1000 \text{ W/m}^2} \right) = 0.538 \end{aligned}$$

- Salto de temperaturas  $\Delta T$ :

$$\Delta T = 0.538 \times \left( \frac{(2 \text{ m}^2) \times (1000 \text{ W/m}^2) \times (3600 \text{ s/h})}{(4186 \text{ J/kg}^\circ\text{C}) \times (100 \text{ kg/h})} \right) = 9.3 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Temperatura de salida:  $T_S = 70.0 \text{ }^\circ\text{C} + 9.3 \text{ }^\circ\text{C} = 79.3 \text{ }^\circ\text{C}$

□

---

### Perdidas de carga

La dependencia de la pérdida de carga del colector ( $P_{COL}^C$ ) con el flujo másico ( $\dot{m}_{COL}$ ) se determina experimentalmente en un ensayo que mide la caída de presión a través del colector variando el flujo de agua. Normalmente se puede ajustar a una función cuadrática del tipo:

$$P_{COL}^C = k_1 \times \dot{m}_{COL} + k_2 \times \dot{m}_{COL}^2 \quad (2.4)$$

Se presenta en la Fig. 2.8 una representación gráfica de la pérdida de carga en función del flujo másico para distintos tipos de circuitos en absorbedores. La pérdida de carga es un factor importante tanto para el cálculo de la pérdida de carga total del circuito primario como para el equilibrado de colectores y de baterías de colectores.

#### ▷ Ejemplo 2.2.

Hallar la pérdida de carga de los colectores representados en la Fig. 2.8 para un caudal de  $80 \text{ kg/h}$

**Solución:** Utilizando el gráfico de la Fig. 2.8 con el flujo másico como dato de entrada podemos obtener:

- Colector de parrilla:  $P_{COL}^C = 0.8 \text{ kPa}$ .

- Colector de doble parrilla:  $P_{COL}^C = 2.7 \text{ kPa}$ .
- Colector de tipo serpentín:  $P_{COL}^C = 15.4 \text{ kPa}$ .

□

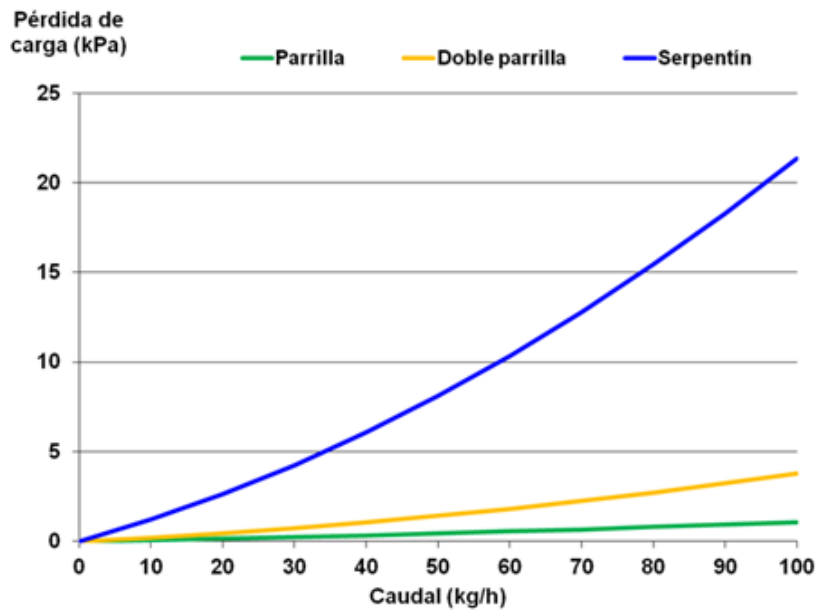


Figura 2.8: Curva de pérdidas de carga en función del flujo másico por el colector.

### Temperatura de estancamiento

Cuando no circula el fluido por el colector, aumenta la temperatura de éste y aumentan las pérdidas térmicas, hasta que llega un momento en que las pérdidas térmicas se igualan con la radiación solar incidente alcanzándose un equilibrio térmico.

Se define la temperatura de estancamiento de un colector solar como la temperatura que alcanza cuando, expuesto a unas determinadas condiciones de irradiancia incidente y de temperatura ambiente, no circula a través de él el fluido contenido en el mismo. De acuerdo a la norma UNE-EN 12975 la temperatura de estancamiento está referida a una irradiancia incidente de  $1000 \text{ W/m}^2$  y a una temperatura ambiente de  $30 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Las temperaturas típicas de estancamiento, según las condiciones anteriores, suelen estar entorno a los  $100\text{--}120 \text{ }^\circ\text{C}$  para colectores con absorbedores

## 2. COMPONENTES

---

con tratamiento de pintura negra, y a los 160–180 °C para colectores con absorbedores selectivos.

La temperatura de estancamiento es una característica intrínseca del colector y se puede deducir de su curva de eficiencia cuando ésta es cero. La importancia de este valor radica en que es la temperatura máxima que puede alcanzar el colector en una instalación solar y deben adoptarse las medidas necesarias para que no afecte al resto de componentes. Mientras menor sea la inercia del colector más rápido se alcanza la temperatura de estancamiento.

### ▷ Ejemplo 2.3.

---

Calcular la temperatura de estancamiento de los colectores solares CS1, CS2 y CS3 que tiene las funciones de eficiencia indicadas en el Cuadro 2.1.

1. Si la irradiancia incidente es de 1000 W/m<sup>2</sup> y la temperatura ambiente de 30 °C:

**Solución:** Imponiendo que la eficiencia  $\eta$  sea cero a partir de la Ec. 2.3 o de la Ec. 2.2 se pueden despejar los valores de las temperaturas de estancamiento:

$$T_{EST}^{CS1} = 108 \text{ °C} \quad T_{EST}^{CS2} = 146 \text{ °C} \quad T_{EST}^{CS3} = 180 \text{ °C}$$

□

2. Si la irradiancia incidente es de 1100 W/m<sup>2</sup> y la temperatura ambiente de 45 °C:

**Solución:** De la misma manera, utilizando las nuevas condiciones se puede hallar:

$$T_{EST}^{CS1} = 130 \text{ °C} \quad T_{EST}^{CS2} = 169 \text{ °C} \quad T_{EST}^{CS3} = 204 \text{ °C}$$

□

---

### Criterios de selección del colector solar

Los factores a considerar para la selección del colector solar son:

- La disponibilidad de un certificado del colector.
- Los resultados del ensayo: fundamentalmente los parámetros de eficiencia del colector y la pérdida de carga.
- Los materiales que lo componen: espesor y calidad del vidrio, materiales del absorbedor y su circuito hidráulico, formas de conexionado exterior, tipo de aislamiento y materiales de la carcasa.

- La facilidad para constituir baterías de colectores y los tipos de accesorios de conexión y de sujeción, así como los procedimientos de trabajo a utilizar.
- La capacidad de adaptación a la estructura soporte, al edificio y a las condiciones de generales de la instalación.
- Los requisitos del fluido de trabajo que se pueda utilizar.
- La disponibilidad de un manual de instrucciones claro.
- Las condiciones de mantenimiento previstas en el manual.
- Las formas de embalaje, transporte y almacenaje previstos.
- Las condiciones y los plazos de la garantía del fabricante y del distribuidor.
- Las referencias de instalaciones en los que se ha utilizado y los años de experiencia constatable.
- El costo de adquisición del colector y de los accesorios necesarios para su montaje y acoplamiento.
- Los costos de transporte y montaje incluso las diferencias de costos de la instalación asociada a cada caso.
- Las prestaciones energéticas de la instalación estudiando los resultados de los programas de cálculo con distintos colectores solares y realizando un análisis comparativo de los mismos.

## 2.2 Acumulador

El acumulador se utiliza para almacenar el agua caliente producida en los SST hasta que se precise su uso. Por lo tanto, debe mantener la calidad sanitaria del agua, colaborar en la buena eficiencia de la instalación y evitar las pérdidas térmicas.

### 2.2.1 Clasificación de acumuladores

Los acumuladores se pueden clasificar atendiendo a su disposición y a la disponibilidad, o no, de intercambiador de calor incorporado.



Figura 2.9: Disposición horizontal o vertical del acumulador.

### Disposición del acumulador

El acumulador puede tener una disposición horizontal o vertical en función de la posición del eje mayor del mismo. Un ejemplo de estas configuraciones puede observarse en la Fig. 2.9. La disposición afecta significativamente a la distribución vertical del gradiente de temperaturas (estratificación) y a la circulación interna del agua caliente que dificulta (horizontal) o favorece (vertical) la estratificación.

En el acumulador horizontal la temperatura del agua acumulada es bastante homogénea, es decir, presenta poca estratificación, y necesita más energía para llegar a temperaturas más altas. En cambio en el acumulador vertical, se logran temperaturas heterogéneas, mucho mayores en la parte superior del acumulador y bajas en la base del acumulador, es decir, una alta estratificación.

En general, deben disponerse acumuladores verticales y sólo se utilizarán acumuladores horizontales cuando no sean posibles los verticales, habitualmente por limitaciones de altura o por problemas de distribución de cargas.

### Disponibilidad de intercambiador de calor

Los acumuladores pueden disponer de un intercambiador incorporado y realizar la doble función de intercambio y acumulación (normalmente se les denomina interacumuladores). También pueden realizar sólo la función de un acumulador y entonces el SST requerirá un intercambiador externo o independiente para separar los circuitos primario y secundario.

#### A. Interacumuladores

Los interacumuladores disponen de un intercambiador de calor incorporado que está diseñado para transferir el calor del fluido del circuito primario al agua contenida en el acumulador. Hay distintos tipos de intercambiadores de

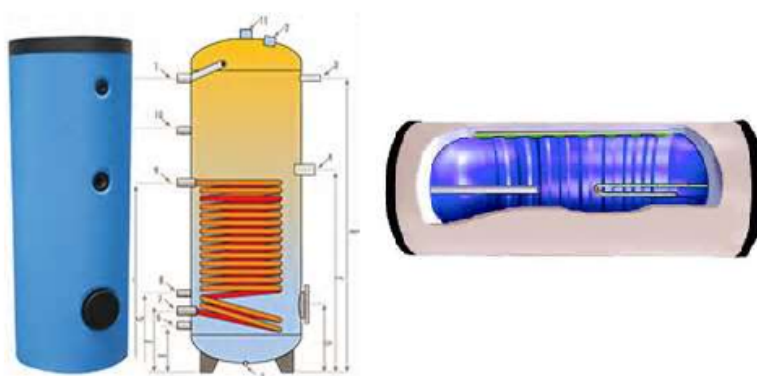


Figura 2.10: Esquemas de acumuladores con intercambiador de serpentín y de doble envolvente.

calor internos, como los de doble envolvente o los de haz de tubos, pero los más usados son los de serpentín (ver Fig. 2.10).

El intercambiador de calor interno se dispone, normalmente en la parte baja del acumulador, que es donde el agua está más fría y a medida que el agua se va calentando sube de forma natural por lo que se favorece la estratificación. El uso de interacumuladores está limitado por las necesidades de espacio para el intercambiador a los tamaños que se fabriquen, que normalmente pueden llegar hasta los 5000 lt ó 6000 lt.

#### B. Acumuladores sin intercambiador

Los acumuladores sin intercambiador, además de las conexiones para entrada de agua fría y salida de agua caliente del circuito de consumo, deben disponer de conexiones de entrada y salida para el circuito secundario.

En estos acumuladores, la estratificación está afectada por el movimiento del agua que produce el circuito secundario. Por ello se deben adoptar medidas para favorecer la estratificación y evitar la mezcla [ASIT, 2010]:

1. La unión de la tubería de entrada de agua caliente proveniente del intercambiador se debe localizar en la parte superior del acumulador, preferentemente a una altura comprendida entre el 50 % y el 75 % de la altura total del acumulador. De esta forma si el agua está más caliente que la del acumulador se irá hacia arriba pero si está más fría se irá hacia abajo y no moverá el volumen más caliente de la parte superior.
2. La tubería de salida de agua fría desde el acumulador hacia el intercambiador o los colectores, debe estar acoplada al acumulador en la parte inferior de éste, preferentemente a una altura comprendida entre el 5 % y el 10 % de la altura total del acumulador.



## 2. COMPONENTES

---

3. La alimentación de agua fría al acumulador solar se recomienda que se efectúe por la parte inferior, alcanzando el punto final de la tubería una altura máxima del 10 % de la altura total del acumulador. Esta alimentación de agua fría, estará equipada con un sistema que evite que la velocidad residual destruya la estratificación en el acumulador (difusor).
4. La extracción de agua caliente del acumulador solar se recomienda realizarla por la parte superior a una altura comprendida entre el 90 % y el 100 % de la altura total del acumulador.

En ocasiones para evitar las mezclas de agua a diferentes temperaturas se utilizan diversos dispositivos especiales: entrada distribuida exterior, tubo estratificador, entre otros.

### 2.2.2 Componentes de los acumuladores solares

Los acumuladores solares pueden llegar a alcanzar temperaturas elevadas (superiores a 100 °C), y por tanto es preciso que estén conformados por materiales y protecciones interiores con unas características físicas concretas, además de un aislamiento térmico adecuado, imprescindible para desempeñar su función.

Para cada caso se debe analizar y decidir la disponibilidad y aptitud para ser empleados, de productos completamente fabricados y terminados o la necesidad de diseñar expresamente acumuladores para cada proyecto. También existen las soluciones intermedias de acumuladores utilizables a los que hay que adaptarle nuevas bocas de conexión y hacerle el tratamiento interior, y/o el aislamiento y su protección exterior, en obra.

#### Materiales y protecciones internas

Además de la buena calidad de los materiales y de la correcta fabricación de los acumuladores para garantizar la durabilidad de los mismos es imprescindible el diseño, montaje y mantenimiento de un sistema de protección catódica adecuado que tenga en cuenta los aspectos más importantes de la instalación, como son las características del agua y su posible cambio de composición con el tiempo, los regímenes de calentamiento del acumulador, la presencia de tuberías de cobre que circulen agua en el acumulador, y el comportamiento del revestimiento interno.

Los materiales habitualmente empleados para los acumuladores de ACS son el acero negro con revestimiento plástico (resinas epoxi), el acero negro vitrificado y el acero inoxidable. En determinadas situaciones, en función de la calidad del agua y cuando se tienen garantías de que el agua caliente no va a superar los 60 °C se podrían utilizar acumuladores de acero galvanizados en caliente pero, en general, no se aconseja su uso.

### A. Acero negro con revestimiento plástico

Los revestimientos plásticos más utilizados son las resinas epoxi, que son termoplásticos endurecidos químicamente y se obtienen por mezcla de dos componentes, que debido a unos agentes endurecedores, reaccionan, y dan lugar a una sustancia muy dura y resistente. Ésta se adhiere internamente al acero para separarlo del agua.

Son productos que presentan una buena resistencia mecánica y resistencia frente a agentes químicos (ácidos, álcalis, disolventes), como a la intemperie y a la abrasión. Tienen una buena resistencia a la exposición continua al agua, incluso a altas temperatura (pueden resistir adecuadamente hasta temperaturas de 80 °C/90 °C). Presentan una gran adherencia al acero una vez endurecidas, y la conservan durante un largo periodo de exposición, resistiendo altas presiones debido a su elasticidad. La durabilidad de estos acumuladores depende en gran medida de las precauciones tomadas para evitar la aparición de poros en el revestimiento plástico durante su aplicación.

### B. Acero negro vitrificado

El esmalte vitrificado del acero es un recubrimiento inorgánico a partir de boro aluminio-silicatos que se funden a alta temperatura sobre el acero en una o varias capas. El revestimiento de esmalte contiene partículas de magnesio o cualquier otro material anódico que actúa como protección catódica, presentando así un buen comportamiento frente a la corrosión. La resistencia a altas temperaturas, que pueden llegar a ser superior a 120 °C, está más relacionada con las dilataciones del acero y del vitrificado que por la propia resistencia de éste. El vitrificado aporta al acero, además, cierta dureza y resistencia a detergentes y sustancias ácidas, facilitando la limpieza del interior del acumulador. Por el contrario aumenta su fragilidad por lo que habitualmente se recomienda tomar precauciones especiales durante el transporte para evitar impactos que deterioren esta protección.

### C. Acero inoxidable

Presentan un buen comportamiento frente a la corrosión pero hay que tener mucha precaución con la calidad del acero y de las soldaduras de unión. Soportan temperaturas muy elevadas (alrededor de 200 °C) sin ningún tipo de problemas. Suelen necesitar menos mantenimiento que los anteriores y son más ligeros que los acumuladores de acero vitrificado. Sin embargo, su coste es más elevado.

### D. Cobre

Se utilizan para pequeños volúmenes y tienen elevada resistencia a la corrosión.

### Aislamiento térmico y su protección externa

Dada la importancia de las pérdidas térmicas de los acumuladores de ACS que se pueden encontrar, durante muchas horas, con una temperatura superior al ambiente, es necesario que los acumuladores de agua caliente dispongan de un buen aislamiento térmico.

A los materiales aislantes térmicos se les exige baja conductividad térmica, peso específico reducido, alta resistencia mecánica y buen comportamiento frente al calor, el fuego, la corrosión y las condiciones exteriores (humedad y radiación). Se utilizan cada vez con más frecuencia los materiales libres de CFCs (compuestos clorofluorocarbonados) por ser, además de eficaces, medioambientalmente adecuados.

Entre los materiales habitualmente empleados se pueden distinguir los de tipo inorgánicos fibrosos (lana de roca, fibra de vidrio, etc.) y los orgánicos celulares (poliuretano, espuma elastomérica, etc.).

El aislamiento del acumulador debe protegerse en su parte exterior, en función de la ubicación de éste para asegurar su funcionamiento durante un periodo de vida adecuado. Generalmente se utiliza algún revestimiento exterior de aluminio, poliéster, etc., que proteja de la radiación solar, de la lluvia y de la humedad.

Además del aislamiento de la superficie externa del acumulador es preciso evitar los puentes térmicos, que fundamentalmente se producen en las bocas de conexión de tuberías y en las tapas metálicas no aisladas, mediante la utilización de elementos adicionales adecuados.

### 2.2.3 Caracterización de los acumuladores solares

#### Resistencia y durabilidad

Para asegurar la resistencia y durabilidad del acumulador solar debe diseñarse de forma que:

- Soporte las condiciones extremas de presión y para ello cumplir con la normativa de acumuladores y disponer de la correspondiente placa de identificación.
- Soporte las máximas temperatura que se puedan alcanzar, incluso teniendo en cuenta las posibles fallas de otros componentes del SST o tener prevista su eventual reparación.
- Quede protegido contra la corrosión interna para asegurar la máxima durabilidad del tratamiento interior. Se pueden utilizar equipos de protección catódica permanente o ánodos de sacrificio recambiables. A los efectos de protección catódica de los acumuladores se recomienda seguir la Norma UNE-EN 12499.

- Quede protegido contra las condiciones climáticas exteriores que pueden afectar tanto a las pérdidas térmicas como a la corrosión externa.

### Estratificación

Como ya se explicó, el agua del acumulador, cuando se calienta, disminuye su densidad y tiende a subir mientras el agua fría, más densa (y por tanto pesada), tiende a bajar. El mejor aprovechamiento de la energía térmica se consigue cuando el agua caliente en el interior del acumulador se almacena con un gradiente vertical de temperaturas y se evitan flujos entre las capas de agua a distinta temperatura. Este efecto, denominado estratificación, es siempre deseable dado que permite disponer del agua más caliente en la parte superior del acumulador para alimentar al sistema auxiliar, mientras que el agua más fría se acumula en la parte inferior para ser calentada por la energía solar lo que se realizará con mayor rendimiento mientras más baja sea la temperatura.

Para mejorar la estratificación se deben incorporar medidas que la favorezcan y evitar, o reducir, los efectos que la destruyen. Son recomendables las siguientes:

- Utilizar la disposición vertical, con relaciones altura/anchura lo más elevadas posibles [Ruiz Hernández et al., 2004], ya que se favorece el movimiento vertical y se disminuye la superficie de transferencia de calor hacia abajo.
- Introducir el agua fría de consumo por la parte inferior y la salida de agua caliente al sistema auxiliar por la parte superior.
- Es conveniente que la situación y la geometría de la tuberías de entrada de agua fría y de salida de agua caliente reduzcan al mínimo los volúmenes “no útiles” en los fondos.
- Reducir la velocidad de entrada de agua fría aumentando los diámetros de entrada y utilizando elementos deflectores o difusores en la entrada para evitar las mezclas.
- Es conveniente que la tubería de salida hacia el consumo tome el agua de la parte superior del acumulador pero que la boca de salida, en lugar de estar en la parte superior, esté en el lateral de forma que se evite que el agua de la tubería de salida, cuando se enfría porque no hay consumo, vuelva al acumulador rompiendo la estratificación.

### Pérdidas térmicas

Para disminuir las pérdidas térmicas y aumentar notablemente el rendimiento de la instalación ha de cubrirse toda la superficie exterior del acumulador,

tuberías y bocas de conexión con material aislante adecuado y correctamente sellado. Este material, en caso de que el acumulador esté situado al exterior, ha de ser también resistente a la humedad y a la radiación solar, o se ha de colocar sobre él algún tipo de recubrimiento exterior resistente a estos dos factores (aluminio, poliéster, entre otros). Para disminuir las pérdidas térmicas, también se recomienda emplear acumuladores en los que el cociente entre la superficie exterior y el volumen sea bajo; en este sentido resulta más adecuado el empleo de un único acumulador frente a varios.

Los requisitos de aislamiento que se establezcan se pueden cumplir con acumuladores que estén totalmente contruidos, aislados y terminados en fábrica o bien con acumuladores que expresamente se construyan, aislen y terminen en la obra.

### Criterios de selección del acumulador solar

Aunque los acumuladores utilizados en las instalaciones solares térmicas pueden ser similares a los empleados para producción de ACS en sistemas convencionales, se deben evaluar los criterios específicos que definen su correcto funcionamiento y su durabilidad para decidir su selección. Entre ellos se encuentran:

- La disponibilidad de un certificado del acumulador.
- El cumplimiento de los requisitos exigidos para mantener la potabilidad y calidad del agua caliente sanitaria.
- La capacidad de trabajar adecuadamente dentro de los márgenes de presión y temperatura previstos.
- Las dimensiones en relación con los espacios disponibles para su ubicación definitiva y para su traslado durante la instalación.
- Los materiales constructivos y protecciones interiores.
- La compatibilidad con el resto de materiales de la instalación.
- El aislamiento térmico definido por el tipo, material y espesor (y/o evaluando pérdidas térmicas) y sus protecciones exteriores en relación con el procedimiento de traslado y el lugar de ubicación.
- El sistema de protección catódica.
- La disposición del depósito acumulador, forma y relación superficie/volumen.
- La disponibilidad de todas las bocas necesarias para entradas y salidas de agua así como para elementos de medida, de vaciado y de purga.

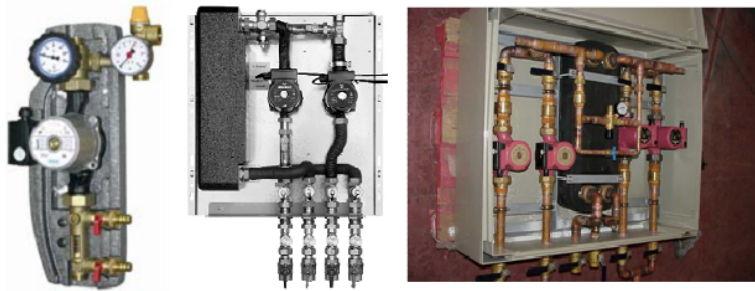


Figura 2.11: Grupos de transferencia prefabricados.

- La situación de conexiones de entrada y salida así como formas de conexión y uso de dispositivos.
- La existencia de medidas y dispositivos para favorecer la estratificación.
- Los costos de adquisición, traslado y montaje, incluyendo los accesorios hasta conexión de tuberías y de mantenimiento.
- Plazos y condiciones de garantía ofrecidas por el fabricante y el distribuidor.

## 2.3 Circuito Hidráulico

Se incluyen en la red hidráulica al resto de elementos necesarios para interconectar todos los componentes y constituir los circuitos primario, secundario y de consumo.

Para aprobar su uso, el fabricante de cada componente deberá facilitar la información necesaria relativa a las presiones y temperaturas máximas que soporta así como a la compatibilidad con otros materiales y con el fluido de trabajo. Asimismo, para los componentes que se instalen al exterior, deberá verificarse que están expresamente diseñados para soportar las condiciones exteriores solicitando la información al fabricante.

Se han desarrollado los denominados grupos de transferencia que son sistemas prefabricados que incluyen una gran parte de los componentes principales de la red hidráulica. En la Fig. 2.11 se pueden ver algunos ejemplos de dichos sistemas. Son equipos que proporcionan una gran fiabilidad de funcionamiento y una reducción de costos de instalación.

### 2.3.1 Intercambiador de calor

El intercambiador es el componente que separa circuitos con distintos fluidos y se utiliza para realizar la transferencia de calor entre ellos. El fabricante

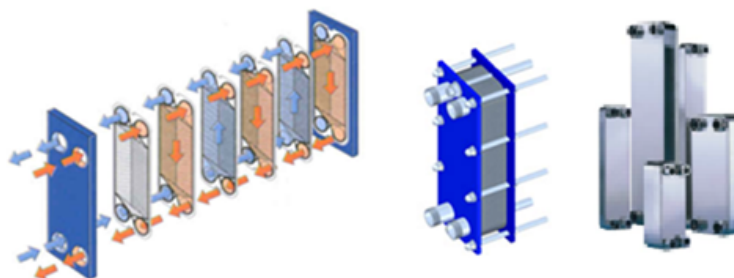


Figura 2.12: Intercambiadores de placas.

del intercambiador deberá facilitar, además de los datos generales anteriormente referidos, la potencia, los caudales y los saltos de temperatura de los circuitos así como la superficie de intercambio térmico.

El uso de los intercambiadores tiene las siguientes ventajas para las instalaciones:

- Permite utilizar mezclas de agua con anticongelante como fluido de trabajo en el circuito primario y evita los problemas de heladas.
- Elimina los depósitos calcáreos en el circuito primario y, especialmente en los colectores, cuando se utilizan aguas duras.
- Disminuye el riesgo de corrosión en el circuito primario ya que, si no existen renovaciones continuas de agua, es mínimo el contenido de oxígeno disuelto en agua y, además, permite utilizar inhibidores de la corrosión.

### A. Intercambiador externo

Los intercambiadores de calor externos normalmente utilizados son los de placas, dada su alta potencia específica de transmisión, pequeño tamaño en relación a su área de transferencia de calor y bajo precio. En la Fig. 2.12 se ilustra su diseño y funcionamiento. Debe cuidarse la pérdida de carga y evitar su ensuciamiento para que no pierda su capacidad de transmisión.

Los intercambiadores pueden ser de placas de cobre, de acero inoxidable o de titanio, bien desmontables o bien electro soldadas.

### B. Intercambiador interno

Los intercambiadores de calor interno son, normalmente, de tipo serpentín construido con tubería de cobre o de acero inoxidable. Para acumuladores no muy grandes se utilizan, como ya se indicó, los intercambiadores de doble envolvente.



Figura 2.13: Ejemplos de bombas de circulación.

### 2.3.2 Bomba de circulación

Las bombas de circulación, accionadas por un motor eléctrico, se encargan de mover el fluido en el circuito. Su apariencia estándar se ilustra en la Fig. 2.13. Los materiales de la bomba deben cumplir todos los requisitos generales especificados y, en particular, para los circuitos de agua caliente sanitaria, deben ser resistentes a la corrosión y a los depósitos calcáreos que puedan producirse.

### 2.3.3 Tuberías

Las tuberías interconectan hidráulicamente todo los componentes y canalizan el movimiento de los fluidos. Para la adecuada selección de los materiales es importante tener en cuenta que:

- En el circuito primario se utilizan tuberías de cobre, de acero inoxidable o de acero negro. Las tuberías de materiales plásticos no deberían utilizarse en circuitos primarios a no ser que existan plenas garantías de que van a soportar las condiciones extremas de presión y temperatura del circuito.
- En los circuitos secundarios y de consumo podrán utilizarse cobre y acero inoxidable. Las tuberías de materiales plásticos podrán utilizarse si son de materiales compatibles con el ACS y se analiza detalladamente su durabilidad en las condiciones de presión y temperatura que van a tener los circuitos.

Las tuberías de cobre serán realizadas con tubos estirados en frío y sus uniones serán realizadas por accesorios a presión o mediante soldadura por capilaridad teniendo en cuenta que se utilizará soldadura fuerte cuando la temperatura del circuito pueda superar en algún momento los 125 °C, lo que ocurre normalmente en todo el circuito primario.



## 2. COMPONENTES

---

Se deben tomar las medidas necesarias para garantizar la compatibilidad y durabilidad de la instalación cuando se utilicen materiales diferentes.

### 2.3.4 Vaso de expansión

Es el dispositivo que absorbe las variaciones de volumen y presión en un circuito cerrado causadas por las variaciones de temperatura del fluido circulante. Es un depósito dividido en dos partes por medio de una membrana elástica. A un lado de la membrana está el fluido de trabajo correspondiente en estado líquido y en el otro aire o un gas inerte como el nitrógeno. Al dilatarse el fluido aumenta la presión y la membrana se desplaza comprimiendo el aire del otro lado.

La presión inicial en el lado del aire viene precargada por el fabricante pero debe ser ajustada a las condiciones de la instalación. Se recomienda que la presurización se realice con nitrógeno ya que el uso de aire, por la mezcla de oxígeno y humedad que incorpora, puede oxidar el interior y reducir la vida útil del mismo.

Se debe poner especial atención a la resistencia de la membrana a los componentes anticongelantes así como a su resistencia a la temperatura y esfuerzos mecánicos correspondientes. En cualquier caso, el sistema de expansión debe ser de calidad alimentaria en el circuito secundario.

### 2.3.5 Válvulas

Las válvulas utilizadas en las instalaciones de energía solar térmica pueden ser de los siguientes tipos:

1. Válvula de esfera o de bola: Se emplean para abrir o cerrar el paso de fluido a través de una tubería lo que permite independizar componentes aislándolos del resto del circuito. Disponen de un obturador esférico perforado dentro del cuerpo, que consigue un cierre muy hermético y que puede girar alrededor de su eje, al mover una palanca solidaria a éste.
2. Válvula de seguridad: se utilizan para expulsar fluido de trabajo al exterior del circuito y así evitar presiones más elevadas. Son válvulas de resorte y el obturador permanece cerrado por la acción de un muelle. Cuando la presión del fluido es superior a la que ejerce el resorte, éste cede, y el obturador se desplaza dejando pasar fluido.
3. Válvula antirretorno: impide el paso de fluido en un sentido y permite la circulación en el otro. Suelen ser de clapeta, de muelle o de disco. Es importante que no generen una elevada pérdida de carga en el circuito.

4. Válvula de equilibrado: se utilizan para controlar y regular los caudales. Esto permite equilibrar hidráulicamente los circuitos. Puede ser manual o automática.
5. Válvula de llenado automático: sirve para introducir agua y mantener la presión mínima como sistema de alimentación del circuito primario.
6. Válvula motorizada de 2 ó 3 vías: son válvulas, normalmente de asiento, que actuadas por un servomotor del tipo ON-OFF permiten modificar los circuitos en operación.
7. Válvula mezcladora termostática: son válvulas de tres vías que mezclando agua a dos temperaturas diferentes permiten regular la temperatura de salida.

### 2.3.6 Purgador de aire

Es un dispositivo que permite la salida del aire de los circuitos. Puede ser manual o automático. Deben resistir la temperatura máxima del fluido, por lo que el flotador no debe ser de plástico sino de acero inoxidable. Los purgadores también deben ser resistentes a la intemperie.

### 2.3.7 Equipos de medida

Además de los elementos de medida de tipo electrónico que las instalaciones puedan disponer integrados en el sistema de control o de telemonitoreización, el SST debería disponer de los elementos de medida necesarios para visualizar directamente los principales parámetros funcionales: temperaturas y presiones. Adicionalmente, las medidas de caudal y energía proporcionarán la información necesaria para evaluar las prestaciones de la misma.

#### A. Termómetros

Los termómetros bimetálicos proporcionan la temperatura de los circuitos y acumuladores con precisión suficiente y se deben utilizar los de inmersión con vainas. Su instalación en lugares próximos a la ubicación de los sensores de temperatura facilita la comparación de las medidas entre ambos.

En el circuito primario se recomienda emplear termómetros con escala de 0 °C a 200 °C; en el resto de circuitos se pueden emplear escalas de 0 °C a 100 °C.

#### B. Manómetros

## 2. COMPONENTES

---

Los manómetros se utilizan para la medida de la presión manométrica de cada uno de los circuitos, normalmente deben disponer de una esfera de 100 mm, y una escala graduada de 0 bar a 10 bar<sup>a</sup>.

### C. Caudalímetros

Los caudalímetros permiten la medida de caudal y deben tener un diámetro idéntico a la tubería en donde irá instalado.

Las mediciones de caudales se pueden realizar mediante turbinas, medidores de flujo magnético, medidores de flujo de desplazamiento positivo o procedimientos gravimétricos, de forma que la exactitud sea aproximadamente igual o superior a  $\pm 3\%$  en todos los casos.

### D. Contadores de energía

Los medidores de energía térmica deben estar constituidos por los siguientes elementos:

- Medidor de caudal de agua.
- Dos sondas de temperatura.
- Microprocesador electrónico, montado en la parte superior del contador o separado.

La posición del medidor y de las sondas define la energía térmica que se medirá. El microprocesador podrá estar alimentado por la red eléctrica o mediante pilas con una duración de servicio mínima de 3 años.

El microprocesador multiplicará la diferencia de ambas temperatura por el caudal instantáneo de agua y su peso específico. La integración en el tiempo de estas cantidades proporcionará la cantidad de energía.

---

<sup>a</sup>La unidad de medida de presión en el Sistema Internacional es el Pascal (Pa). No obstante, en la mayoría de las aplicaciones se utiliza el bar debido a que una unidad de Pascal es una cantidad de presión muy pequeña. Se debe recordar que  $1 \text{ bar} = 100\,000 \text{ Pa} = 100 \text{ kPa}$ .

# Configuraciones

Ing. Juan Carlos Martínez Escribano  
[juancarlosmartinezescribano@yahoo.es](mailto:juancarlosmartinezescribano@yahoo.es)  
*Ingeniero Consultor*

En este capítulo se incorporan los requisitos de las ETUS enmarcados y resaltado en color azul, para distinguirlos del resto de comentarios que pueden aparecer en el mismo apartado.

## 3.1 Tipología de los Sistemas Solares Térmicos

Los Sistemas Solares Térmicos para calentamiento de agua pueden clasificarse atendiendo a los siguientes criterios:

1. Sistema de energía auxiliar o de apoyo.
2. Sistema de intercambio.
3. Principio de circulación.
4. Contacto con la atmósfera y sistema de expansión.
5. Forma de llenado o de drenaje de fluido en el colector.
6. Forma de acoplamiento de componentes.
7. La disposición de componentes.

### 3. CONFIGURACIONES

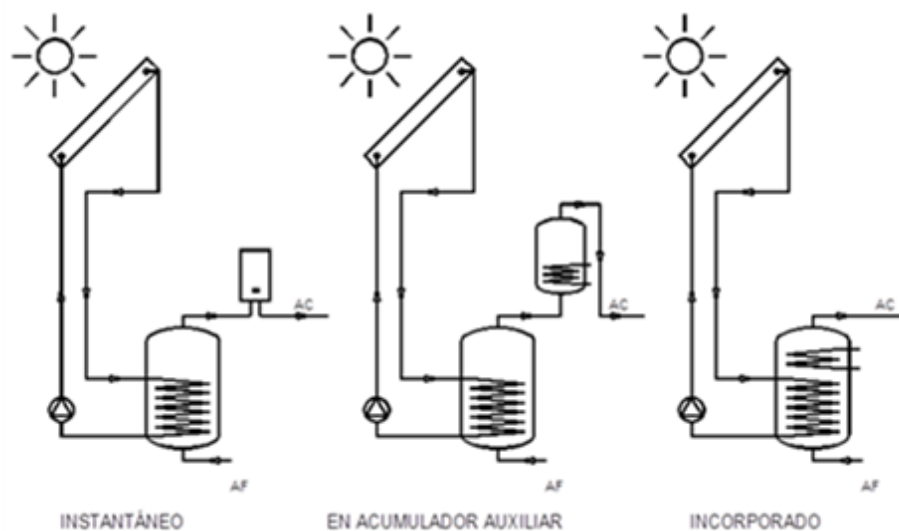


Figura 3.1: Sistemas de energía auxiliar de los SST.

#### 3.1.1 Sistema de energía auxiliar

Según la forma de realizar el aporte de energía auxiliar pueden distinguirse los siguientes sistemas que se encuentran ilustrados en la Fig. 3.1:

- Instantáneo o en línea.
- En acumulador auxiliar.
- Incorporado en el acumulador solar.

**ETUS:** se admiten las opciones 'solamente solar' y 'de precalentamiento solar' pero no se admite la solución 'solar más apoyo incorporado' en el mismo acumulador. Las opciones admitidas dispondrán de un sistema de apoyo, del tipo calefón o termo-eléctrico, exterior al equipo solar y normalmente conectado en serie en el circuito de consumo. El sistema de apoyo incorporado en el acumulador solar está prohibido.

#### Sistema auxiliar en línea o instantáneo

Los más utilizados son los calefones o calentadores instantáneos de gas que tienen ventajas indiscutibles, acoplados al SST, siempre y cuando la potencia adicional aportada esté modulada en función de la temperatura de salida de agua caliente y no en función del caudal, que es lo usual en los sistemas que existen actualmente en el mercado.

#### Sistema auxiliar con acumulación

Las soluciones individuales con acumulación, mediante inter-acumulador con caldera o termo-eléctrico, presentan las ventajas funcionales de ajuste preciso de la temperatura de utilización y disponibilidad inmediata de la capacidad acumulada. Sin embargo, las ventajas del acumulador se ven reducidas por la limitación de la capacidad de abastecer la demanda en función del volumen y la temperatura de acumulación y, además, por las pérdidas de calor que pueden llegar a reducir de forma apreciable el rendimiento.

#### Sistema auxiliar integrado en acumulador solar

Se utiliza como volumen auxiliar una parte del acumulador solar y puede considerarse un caso especial del anterior. Cuando se debe garantizar la continuidad en el suministro de ACS, el sistema auxiliar se mantiene continuamente conectado y si el diseño es inadecuado (volumen auxiliar pequeño, control de temperatura de preparación impreciso, escaso nivel de aislamiento para exteriores, fácil transferencia de calor al resto del volumen, por ejemplo) el sistema auxiliar puede calentar todo el acumulador solar lo que hace que el colector solar funcione menos tiempo y a más alta temperatura.

Esta solución puede perjudicar mucho más que las dos anteriores al correcto funcionamiento del SST y **las ETUS la prohíben expresamente** para evitar el mal uso que podría hacerse de estos sistemas cuando, por ejemplo, se intentan comercializar como equipos solares lo que, a veces, son malos calefones eléctricos.

No obstante lo anterior, como el sistema auxiliar integrado puede ser el más adecuado en determinadas situaciones, la prohibición anterior debe considerarse transitoria hasta disponer de experiencias contrastadas y capacidad de ensayos de equipos suficiente para especificar correctamente los requisitos que deben cumplir estos SST.

#### 3.1.2 Sistema de intercambio

Este criterio de clasificación se refiere a la forma de transferir la energía del circuito primario de colectores al circuito de consumo. Esta transferencia se puede realizar de las dos siguientes maneras que son ilustradas en la Fig. 3.2:

### 3. CONFIGURACIONES

---

- De forma directa: siendo el propio agua de consumo el fluido de trabajo de colectores, dando lugar a los llamados sistemas directo.
- De forma indirecta: si se mantiene el fluido de trabajo de colectores en un circuito independiente, sin posibilidad de ser distribuido al consumo, dando lugar a los sistemas indirectos.

**ETUS: sólo se admiten sistemas indirectos y no se admiten los sistemas directos. Las razones fundamentales son la reducción de la fiabilidad al introducir agua de red en el colector solar, por los depósitos de cal y los problemas de los sistemas de protección contra heladas. Los depósitos de cal se producen cuando se alcanzan temperaturas elevadas; éstos provocan la pérdida de rendimiento y finalmente, por obstrucción, pueden llegar a impedir la circulación.**

La utilización, en sistemas indirectos, de un intercambiador introduce el efecto de aumentar la temperatura en el circuito primario para compensar la efectividad del proceso de transferencia de calor desde colectores al acumulador; si este aumento de temperatura fuera significativo se podría producir una disminución del rendimiento de colector. Dicho efecto no es importante con un dimensionado adecuado del intercambiador. La utilización del intercambiador, no obstante, está justificada porque puede eliminar los problemas que surgen en los sistemas directos por depósitos calcáreos, heladas o presiones elevadas en circuito primario.

Si se utilizara un sistema directo sería necesario asegurar el uso de materiales compatibles entre sí y con el agua de consumo, o sea, de calidad sanitaria en todos los circuitos. Adicionalmente, al calentarse el agua de consumo en los colectores se pueden producir incrustaciones calcáreas que con el tiempo van empeorando el funcionamiento de los colectores, disminuyendo el rendimiento e incluso anulándolos por completo. Se hace necesario un control y conocimiento previo de la dureza y calidad del agua para la adecuada selección del sistema. En el caso de los sistemas indirectos, estas incrustaciones se producen en el lado de consumo del intercambiador dónde son más fáciles de controlar y quedan minimizadas en el circuito primario salvo en caso de frecuentes vaciados y renovaciones de fluido.

Los colectores y las tuberías que se instalan al exterior pueden romperse si se congela el fluido que fluye por su interior y es necesario prever un sistema de protección para evitar la congelación. En los sistemas indirectos, esto se suele resolver fácilmente utilizando fluidos de trabajo con menor punto de congelación que la mínima temperatura ambiente de la zona donde se vayan a utilizar, por ejemplo, añadiendo al agua glicol en un determinado porcentaje.

### 3.1. Tipología de los Sistemas Solares Térmicos

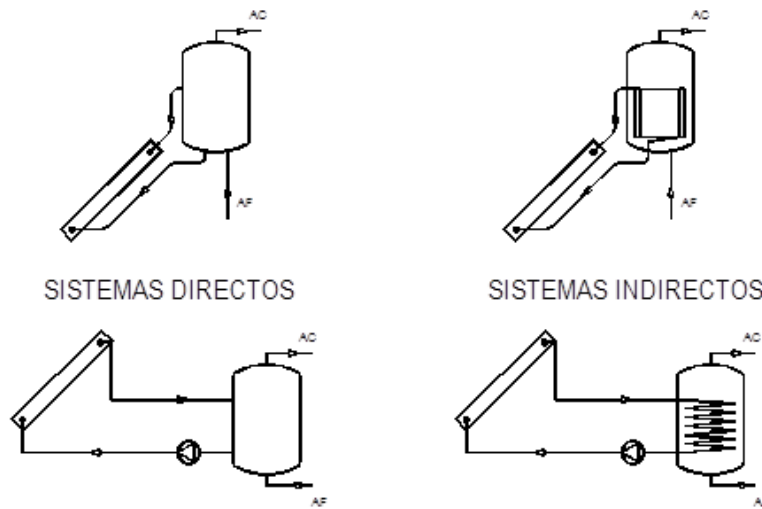


Figura 3.2: Clasificación de los SST por el sistema de intercambio.

Sin embargo, para evitar que se congele el agua en sistemas directos son necesarias otras soluciones más complejas como el drenaje interior del circuito de colectores, la recirculación de fluido donde se pueden utilizar sistemas forzados, o el uso de colectores especiales en sistemas directos por termosifón. Otras tecnologías, como las válvulas de drenaje al exterior o las resistencias eléctricas en la zona inferior de colectores que calientan el agua del colector, no son en absoluto recomendables por su escasa fiabilidad.

critério	sistema directo	sistema indirecto
fluido de trabajo	sólo agua de la red	agua y el fluido del primario
presión de trabajo en circuitos	todo a la presión de la red	pueden ser presiones distintas
sistema de llenado	no requiere	si necesita
sistema constructivo del conjunto	más sencillo	más complejo
evolución del rendimiento	empeora con el tiempo	se mantiene constante
aplicaciones	sólo en pequeños sistemas	cualquier tipo de instalación
uso en zonas con riesgo de heladas	desaconsejado	recomendado
uso con aguas muy duras	desaconsejado	recomendado
costo de la inversión	menor	mayor
manutención	limpieza interna del colector	manutención de circuito cerrado

Cuadro 3.1: Comparación entre sistemas directos e indirectos.

Finalmente, el último factor que justifica el uso de sistemas indirectos es la presión a la que está sometido el sistema ya que si los colectores, o cualquier parte del circuito primario, no soportan la presión del circuito de consumo



### 3. CONFIGURACIONES

---

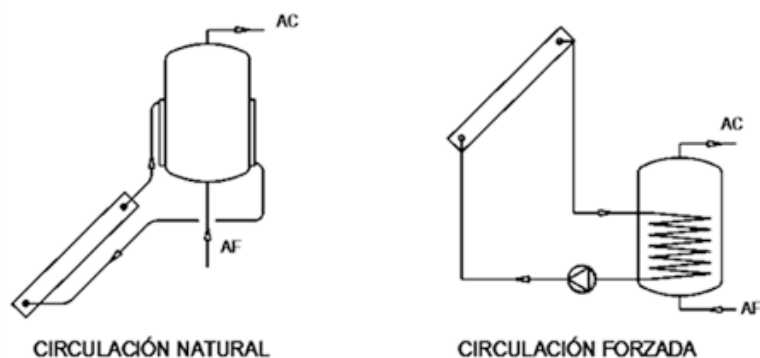


Figura 3.3: Clasificación de los SST por la forma de circulación.

al que estarían conectados sería necesario reducirla utilizando una válvula reductora de presión. El circuito indirecto permite por el contrario definir presiones de trabajo independientes para cada circuito.

En el Cuadro 3.1 se resumen las diferencias entre los sistemas directos o indirectos para los diferentes criterios de evaluación.

#### 3.1.3 Principio de circulación

Se refiere al mecanismo mediante el cual se produce el movimiento del fluido que circula en el circuito primario de colectores, existiendo dos tipos: la circulación forzada y la circulación natural o más comúnmente conocida como termosifón.

**ETUS:** se pueden utilizar sistemas termosifón, con circulación natural, y sistemas con circulación forzada como procedimiento para transferir el calor del colector solar al acumulador.

En los sistemas por termosifón el fluido de trabajo circula por convección libre, mientras que en los de circulación forzada se dota al sistema con dispositivos (bombas de circulación) que provocan la circulación forzada del fluido de trabajo. En la Fig. 3.3 se pueden observar ejemplos de ambos sistemas.

En los sistemas por termosifón el movimiento del fluido de trabajo se produce por variaciones de densidad del fluido, como consecuencia de variaciones en la temperatura. El fluido contenido en los colectores, al recibir la radiación solar se calienta, aumentando su temperatura y disminuyendo, por tanto su densidad. Al pesar menos, dicho fluido asciende hacia la parte alta del circuito,

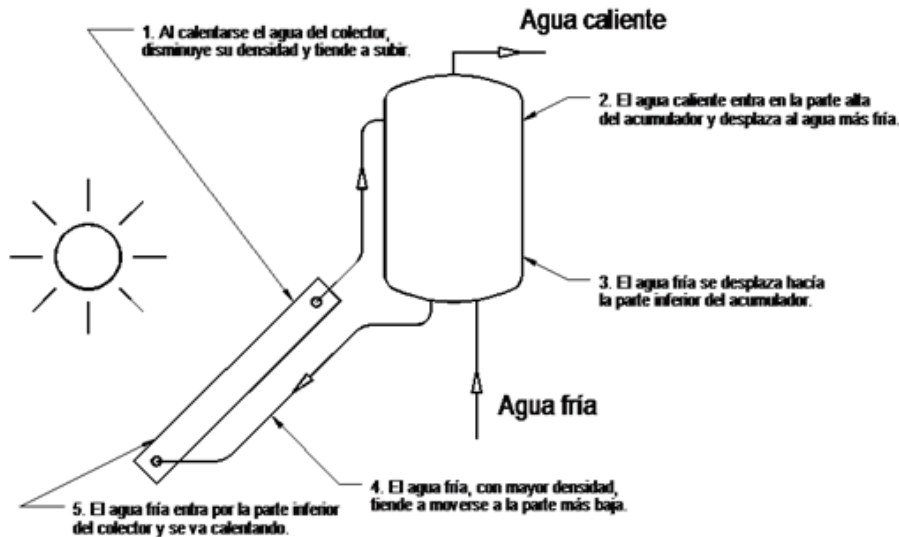


Figura 3.4: Funcionamiento de un sistema termosifón.

mientras que el fluido frío contenido en el acumulador, con mayor densidad, se desplaza hacia la parte baja de la instalación por la tubería de entrada a colectores. Así se genera una circulación del fluido que se mantiene siempre que exista un gradiente de temperaturas entre el fluido de colectores y el del acumulador, y cesa cuando las temperaturas se igualan [López Lara et al., 2004]. En la Fig. 3.4 se puede observar un esquema del funcionamiento de este tipo de sistemas.

La fuerza impulsora del movimiento en los sistemas por termosifón es pequeña y, por lo tanto, se debe prestar especial atención al diseño y montaje del sistema para favorecer siempre el movimiento del fluido. Un sistema por termosifón se autorregula ya que se induce un caudal que es proporcional al salto de temperaturas entre colector y depósito, es decir, se ajusta el caudal a la radiación captada. Normalmente, este ajuste se realiza de forma que el salto de temperaturas del fluido a lo largo del colector suele mantenerse en el rango de los 15 °C a 25 °C.

El funcionamiento por termosifón no exige que el acumulador esté situado por encima del colector pero, esta disposición, además de favorecer la circulación, dificulta la circulación inversa y, por tanto, el enfriamiento nocturno del acumulador. No obstante, existen tecnologías de sistemas por termosifón con acumuladores horizontales y verticales situados por debajo de la altura de salida de colectores. En el diseño de estos sistemas hay que prestar especial atención al diseño para que no se empeore la circulación natural durante el

### 3. CONFIGURACIONES

período de calentamiento y se pueda evitar la circulación inversa durante el período de enfriamiento nocturno. Estos sistemas suelen incorporar sistemas especiales para propiciar el flujo durante el calentamiento y evitar la circulación inversa.

En los sistemas de circulación forzada, el movimiento del fluido se realiza a través de una bomba circuladora, con un caudal que normalmente está en el rango del doble que los de termosifón y, por tanto, los saltos de temperatura en el fluido de los colectores suele ser de unos 8 °C a 15 °C.

En este caso la regulación del sistema se debe efectuar por medio de un control diferencial que compara las temperaturas entre la parte inferior del depósito y la salida de colectores, conectando la bomba cuando el salto de temperaturas es superior a un determinado valor (alrededor de 7 °C) y desconectándola cuando disminuye por debajo de los 2 °C.

Para diferentes criterios de evaluación, en el Cuadro 3.2 se reflejan las diferencias para cada uno de los tipos de circulación.

critério	circulación forzada	circulación natural
necesita bomba de circulación	si	no
caudales del calentamiento	fijo salvo bombas de caudal variable	proporcionales a radiación solar
regulación de caudal	para evitar ciclos de arranque-parada	natural no es preciso
posición relativa de componentes	factor secundario	criterio muy importante
tipología de colector solar	cualquiera	normalmente parrilla
tipo de interacumulador	cualquiera	doble envolvente
criterios selección componentes	menos importante la pérdida de carga	poca pérdida de carga
trazado de cañerías	menos condicionantes	más delicado y preciso
aplicaciones	mejor en grandes instalaciones	mejor a pequeños sistemas
precisa alimentación eléctrica	si	no
posible integración arquitectónica	más sencilla	con dificultad
pérdidas térmicas en acumulador	más facilidad para instalarlo en interior	normalmente va al exterior
pérdidas térmicas en circuitos	peores en circuito primario	peores en distancia a consumo
temperaturas de trabajo	saltos de temperaturas más bajos	saltos de temperatura más altos
temperatura máxima de acumulador	utilizable sistema de control	sólo controlable por diseño
sistemas protección anti-heladas	además recirculación y vaciado automático	mezcla anticongelante
costo de la inversión	mayor	menor
costo de manutención	mayor: manutención por control y bomba	sólo manutención preventiva
costo de explotación	coste de la energía eléctrica	no tiene costos adicionales

Cuadro 3.2: Comparación entre circulación forzada y natural.

#### 3.1.4 Contacto con la atmósfera y sistema de expansión

El fluido de trabajo de las instalaciones solares está sometido a importantes variaciones de temperatura que provocan variaciones de volumen del fluido y como medio para absorber estas variaciones deben utilizarse los sistemas de expansión.

**ETUS:** el contacto con la atmósfera se admiten en los sistemas cerrados pero no los sistemas ventilados ni abiertos. Las razones fundamentales son la reducción de la fiabilidad, al introducir agua de red en el colector solar, por los depósitos de cal y los problemas de los sistemas de protección contra heladas. Los depósitos de cal se producen cuando se alcanzan temperaturas elevadas; éstos provocan la pérdida de rendimiento y finalmente, por obstrucción, pueden llegar a impedir la circulación.

Un sistema solar térmico puede tener dos tipos de sistema de expansión (ver Fig. 3.5):

- Una expansión abierta cuando el circuito primario está comunicado de forma permanente con la atmósfera.
- Una expansión cerrada, cuando el circuito no está en comunicación con la atmósfera.

Referidos al circuito primario, en sistemas abiertos las variaciones del volumen del fluido se absorben en un depósito abierto a la atmósfera donde varía el nivel de agua de acuerdo con las dilataciones o contracciones que sufra el fluido de trabajo. El depósito de expansión debe situarse por encima del punto más alto de la instalación y deben tomarse precauciones para evitar la evaporación del fluido y la entrada de aire en el circuito.

En sistemas cerrados la dilatación del agua produce un aumento de volumen y presión que deforma la membrana elástica del vaso de expansión cerrado aumentando la capacidad del circuito de agua. Los vasos cerrados tienen menos condicionantes de instalación que los abiertos.

#### 3.1.5 Forma de llenado del fluido en el colector

Los SST pueden ser llenos cuando el colector permanece siempre lleno con el fluido caloportador o con drenaje cuando el colector no siempre está lleno de fluido porque, en el funcionamiento normal, el fluido es drenado del colector. Una ilustración de lo anterior puede encontrarse en la Fig. 3.6.

### 3. CONFIGURACIONES

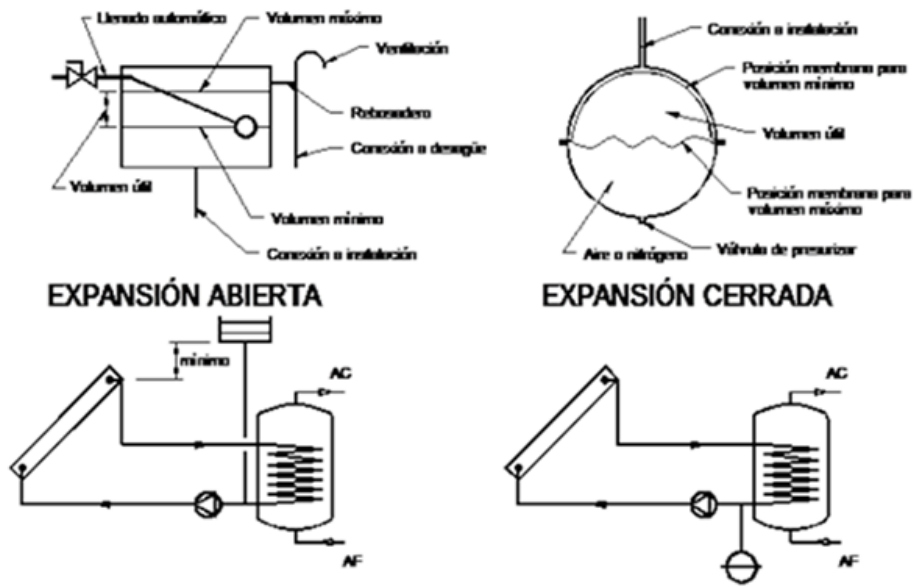


Figura 3.5: Clasificación de los sistemas de expansión de los SST.

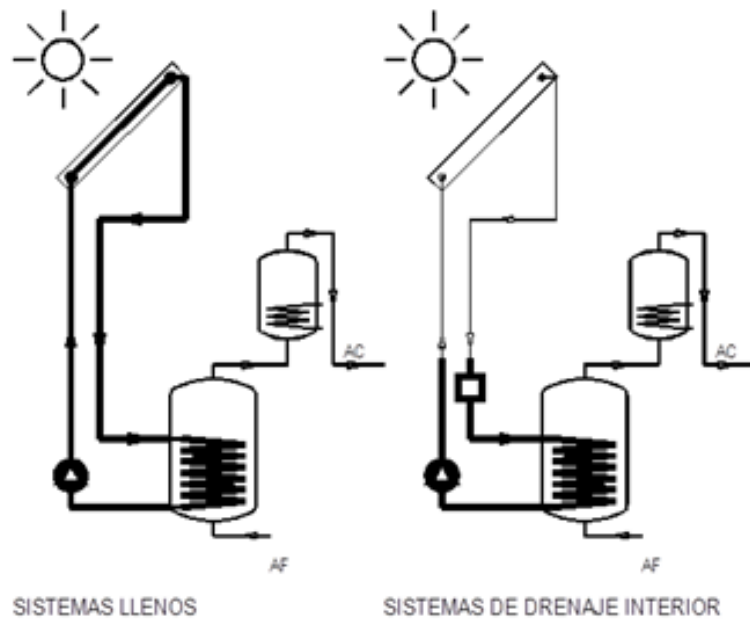


Figura 3.6: Ejemplos de SSTs llenos y de drenaje interior.

**ETUS:** están admitidos los sistemas llenos y también los de drenaje interior. No se admiten los equipos que utilizan como sistema contra heladas el drenaje al exterior.

El drenaje puede ser interior o exterior:

- Es interior cuando se realiza en un circuito cerrado que no está completamente lleno de líquido y tiene una parte de aire. Normalmente dispone de un depósito para el fluido caloportador de tal forma que, cuando la bomba se desactiva, el fluido cae por gravedad ocupando completamente el depósito y dejando la parte superior llena de aire (vacía de líquido).
- Es exterior cuando el fluido caloportador, que normalmente sería agua, puede ser drenado desde el colector hasta el desagüe. La puesta en marcha requeriría volver a llenar el circuito con agua y, por tanto, habría una reposición continua de agua de la red exterior

### 3.1.6 Forma de acoplamiento de los componentes

Por la forma de acoplamiento de los principales componentes, colectores y acumulador, los SST se pueden clasificar en tres categorías (ver Fig. 3.7):

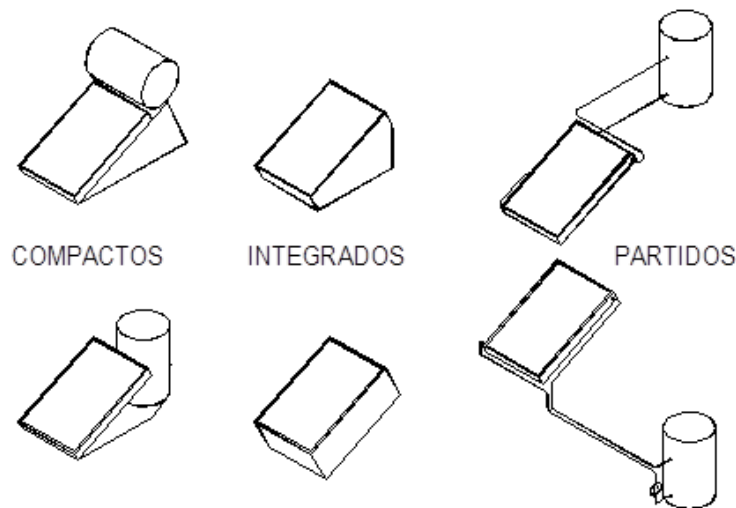


Figura 3.7: Clasificación de los SST por la forma de acoplamiento entre colectores y acumulador.

### 3. CONFIGURACIONES

---

- Sistema compacto: cuando todos los componentes se encuentran montados en una sola unidad, aunque físicamente puedan estar diferenciados. Normalmente requieren un amplio espacio para su ubicación y se suelen instalar, o bien en terrazas horizontales, para lo cual van dotados con una estructura soporte; o bien en tejados inclinados. La integración arquitectónica de estos sistemas suele estar impedida por las dificultades de acoplamiento simultáneo de colectores y acumulador con la edificación.
- Sistema integrado: cuando dentro del mismo sistema se realizan las funciones de captación y acumulación de energía, es decir, colector y depósito constituyen un único componente y no es posible diferenciarlos físicamente. Sus mayores problemas funcionales son debidos a las pérdidas de calor y al diseño estructural del conjunto
- Sistema partido: un sistema se denomina partido cuando existe una distancia física relevante entre el sistema de captación y el de acumulación. Aunque normalmente son sistemas de circulación forzada, también pueden ser por termosifón, y ofrece más posibilidades de integración arquitectónica al poder tratar de forma independiente sistema de captación y de acumulación

ETUS: se admiten todos los acoplamientos colector-depósito, sin exclusión: sistemas prefabricados compactos, integrados o partidos.

#### 3.1.7 Disposición de componentes

Este criterio se refiere principalmente a la disposición de los colectores y el depósito de acumulación. Tanto los colectores como los acumuladores normalmente tienen una o dos dimensiones principales cuya disposición permite clasificar los sistemas:

- Con colectores en sentido horizontal o vertical.
- Con acumuladores en posición vertical u horizontal.

La disposición de los colectores afecta fundamentalmente a la estética de la integración y en el aspecto funcional puede tener alguna influencia en determinados sistemas funcionando por termosifón dado el mayor recorrido del fluido en los colectores verticales.

### 3.2. Diferencias entre sistema solar prefabricado y a medida

---

La disposición del acumulador si puede tener, por el contrario, una notable influencia en el funcionamiento de los sistemas solares ya que la eficiencia energética puede aumentar significativamente utilizando sistemas que propicien la estratificación del agua caliente en el depósito acumulador.

En acumuladores estratificados se consiguen temperaturas más altas en la parte superior estando la parte inferior a temperatura prácticamente de red. De esta forma, por un lado siempre existe agua caliente a la temperatura de utilización y, por otro, el sistema está trabajando a un rendimiento superior al ser más baja la temperatura de entrada a colectores. El efecto beneficioso de la estratificación de temperaturas se podría incrementar con un adecuado diseño, optimizando las posiciones y diámetros de entradas y salidas de tuberías, con el uso de determinados mecanismos internos como difusores, etc. En caso de utilizarse sistemas de energía auxiliar integrados en el acumulador solar, la utilización de sistemas verticales se hace muy aconsejable para evitar la mezcla del agua calentada por la energía solar y por la auxiliar.

## 3.2 Diferencias entre sistema solar prefabricado y a medida

En la normativa referida a las instalaciones solares térmicas se distinguen dos categorías denominadas sistemas solares de calentamiento prefabricados y sistemas solares de calentamiento a medida. El suministrador final es quién decide la clasificación de una instalación determinada como sistema prefabricado o a medida.

Un sistema solar prefabricado, equipo solar doméstico o simplemente equipo solar térmico es un sistema de aprovechamiento de energía solar para producción de agua caliente sanitaria destinado, normalmente, a pequeños consumos. La diferencia con un SST es que el equipo solar térmico está fabricado mediante un proceso estandarizado que presupone resultados uniformes en prestaciones, se ofrece en el mercado bajo un único nombre comercial y se vende como una unidad preparada para su instalación. El equipo puede estar constituido por un único componente integral o un conjunto de componentes normalizados en características y configuración.

El equipo solar térmico puede ser ensayado, para certificar su eficiencia, durabilidad, etc., como una unidad completa, proporcionando resultados representativos para todos los sistemas con la misma marca, componentes, configuración y dimensiones.

En la normativa vigente a los equipos solares térmicos se les denomina como sistemas solares de calentamiento prefabricados y están definidos como lotes de productos con una marca registrada, que son vendidos como sistemas completos y listos para instalar, con configuraciones fijas. Los sistemas de esta categoría se consideran como un solo producto y se evalúan como un todo.

Si un sistema prefabricado es modificado cambiando su configuración o cambiando uno o más de sus componentes, el sistema modificado se considera



### 3. CONFIGURACIONES

---

como un nuevo sistema, para el cual es necesario un nuevo informe de ensayo.

Las SST, referidas en la normativa como sistemas solares a medida, están definidas como sistemas que se construyen o se montan de forma única, eligiéndolos de una lista de componentes. Los sistemas de esta categoría son considerados como un conjunto de componentes. Los componentes se ensayan de forma separada y los resultados de los ensayos se integran en una evaluación del sistema completo.

Los sistemas solares de calentamiento a medida se subdividen en otras dos categorías:

- Sistemas grandes a medida que son diseñados únicamente para una situación específica. En general son diseñados por ingenieros, fabricantes y otros expertos.
- Sistemas pequeños a medida son ofrecidos por una compañía y descritos en el catálogo de componentes, en el cual se especifican todos los componentes y posibles configuraciones de los sistemas fabricados por la compañía. Cada posible combinación de una configuración del sistema con componentes de la lista se considera un solo sistema a medida.

Es importante tener en cuenta que, para las pequeñas instalaciones son más adecuados los equipos solares térmicos ya que son soluciones más fiables y experimentadas que normalmente van a funcionar adecuadamente y, por el contrario, muy distintas de aquellas en las que el técnico tenga que diseñar equipos utilizando colectores solares, depósitos, estructuras, tuberías, etc. No se puede garantizar el correcto funcionamiento de un sistema solar si un instalador tiene que diseñar, por ejemplo, un circuito por termosifón. Se introduce un riesgo adicional en el uso de la tecnología ya que es muy difícil que se pueda controlar la calidad y el funcionamiento de estos sistemas. Por tanto, no se debe entregar al instalador la asesoría experta en el diseño de un equipo solar térmico o sistema prefabricado; el diseño interno lo deben hacer los fabricantes.

El problema de los sistemas solares térmicos realizados como instalaciones, aunque puedan estar constituidas por un único colector y un único acumulador, es que no existe un proceso ni técnico ni administrativo que pueda garantizar su funcionamiento, la fiabilidad y la durabilidad.

## 3.3 Instalaciones solares térmicas

### 3.3.1 Características de las instalaciones solares térmicas

Los sistemas solares térmicos cuya superficie de captación supere aproximadamente los  $10\text{ m}^2$  serán siempre por circulación forzada y, naturalmente, de circuito indirecto:

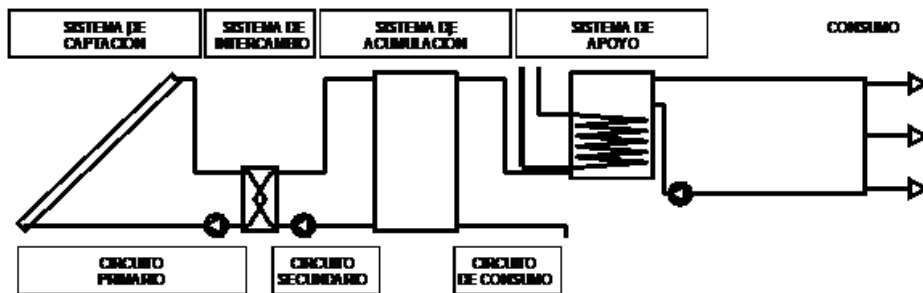


Figura 3.8: Descripción de los sistemas y circuitos de un SST.

1. El problema, en cuanto al funcionamiento por termosifón para un SST de cierto tamaño, es que, además de los condicionantes de ubicación de colectores y acumulador y los trazados de tuberías, se puede reducir significativamente el rendimiento del sistema. Esto es debido a que la fuerza impulsora en circulación natural está producida por la diferencia de temperaturas necesaria para vencer la pérdida de carga; al ser ésta mayor a medida que los SST son más grandes, las temperaturas de trabajo también tienen que ser mayores y los colectores trabajarían con peor rendimiento.
2. El problema fundamental de los sistemas directos, como ya se ha indicado, además de los riesgos de congelación del agua en zonas con riesgo de heladas, es que se podrían generar depósitos calcáreos en todos los colectores. Los depósitos de cal se producen en la parte interior de las tuberías cuando se alcanzan temperaturas elevadas; éstos hacen perder rendimiento y finalmente, por obstrucción, pueden hasta dejar de circular. Es mejor que los depósitos de cal, si se producen, sean los menores posibles y en un componente más económico y controlado como es el intercambiador de un SST. No es lo mismo limpiar o sustituir un intercambiador de calor que hacerlo con todos los circuitos internos de los absorbedores de un campo de colectores.

### 3.3.2 Descripción de una instalación solar térmica

Con los condicionantes del apartado anterior, las descripciones del apartado 3.1 siguen siendo válidas para las instalaciones de gran tamaño. Se incluye el esquema de la Fig. 3.8 para recordar la descripción de todos los sistemas y circuitos que puede tener un SST que complementa todo lo anterior con el circuito secundario, que aparece cuando existe sistema de intercambio externo, y recoge en el intercambiador la energía captada por el circuito primario y la transfiere al sistema de acumulación.

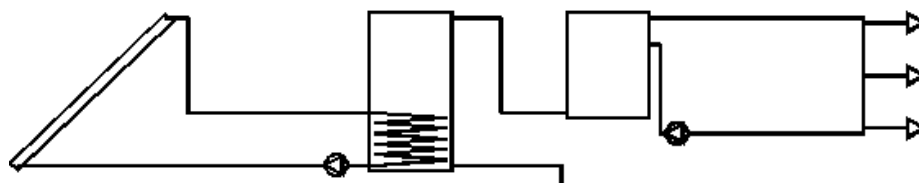


Figura 3.9: Instalación solar con intercambiador interno.

#### 3.3.3 Configuraciones de los SST de gran tamaño

Entre la gran variedad de esquemas de funcionamiento que se podrían utilizar, interesa seleccionar esquemas que hayan sido experimentados y de los que se conozca, además de su comportamiento y prestaciones, toda la casuística relativa a las condiciones de funcionamiento y sus efectos inducidos. El uso de nuevas configuraciones requerirá verificar su fiabilidad, contrastar que ha sido experimentada, analizar las condiciones y estrategia de funcionamiento así como definir los criterios de integración de todos los componentes.

Las configuraciones aquí recogidas corresponden a esquemas muy experimentados y contrastados, y su adecuada utilización producirá instalaciones solares fiables. La elección de una buena configuración es un primer paso, aunque no suficiente, para asegurar el correcto funcionamiento de la misma. Sin experiencia previa, no se recomienda utilizar otros esquemas de funcionamiento distintos.

Las distintas configuraciones de instalaciones que pueden utilizarse están asociadas al tipo de intercambiador y, básicamente, se distinguen dos tipos: interno y externo.

##### Instalaciones con intercambiador interno o incorporado al acumulador

En la Fig. 3.9 se puede apreciar un ejemplo de este tipo sistemas. El fluido calentado por el sistema de captación entra en el intercambiador interno, que está sumergido en el agua del acumulador, pierde calor y sale para volver a ser calentado por los colectores. El agua del acumulador en contacto con el intercambiador interno se calienta, disminuye su densidad y asciende en el interior siendo sustituido por agua más fría que también se calienta; se produce en el acumulador un movimiento del agua caliente hacia arriba, y fría hacia abajo, que establece la estratificación de temperaturas. A estos acumuladores, como ya se mencionó, se les suele denominar interacumuladores

##### Instalaciones con intercambiador independiente o externo

En este tipo de sistema, ilustrado en la Fig. 3.10, el fluido calentado por los colectores circula por el primario del intercambiador externo transfiriendo

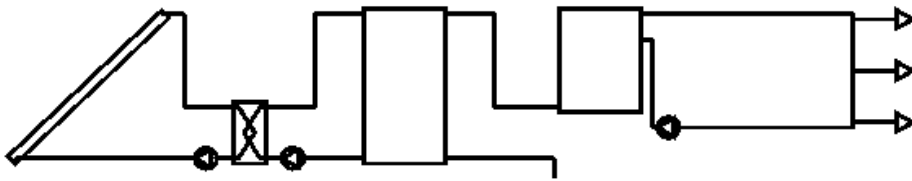


Figura 3.10: Instalación solar con intercambiador externo.

el calor al agua del circuito secundario que ha salido de la parte baja del acumulador, que es la más fría y, una vez calentado en el intercambiador, vuelve a la parte alta del acumulador. En esta configuración el agua caliente también se estratifica pero existe el movimiento del circuito secundario que es hacia abajo y puede destruir parcialmente la estratificación al producir mezcla de agua a distintas temperaturas. Este efecto de mezcla se incrementa cuando, al ser variable la temperatura de salida del intercambiador, se introduce en el acumulador agua a distinta temperatura que la existente en el nivel de entrada. De ahí la importancia de utilizar en esta configuración dispositivos que mejoren la estratificación y eviten la mezcla.

En relación con el uso de intercambiadores internos o externos, en las instalaciones se recomienda utilizar:

- Intercambiadores internos cuando el tamaño de la instalación sea inferior a  $10 \text{ m}^2$ .
- Intercambiadores externos cuando el tamaño de la instalación sea superior a  $50 \text{ m}^2$ .
- En instalaciones entre  $10 \text{ m}^2$  y  $50 \text{ m}^2$ , por razones económicas se recomienda utilizar intercambiadores externos cuando el sistema de acumulación esté constituido por más de un depósito.

No obstante, el criterio anterior debe considerarse como recomendación ya que, para determinadas condiciones, puede haber sistemas predefinidos que pueden exceder en cualquier sentido los criterios anteriores. En general, los criterios que deben evaluarse para seleccionar una configuración u otra son:

- Desde el punto de vista de funcionamiento, el intercambiador interno facilita más la estratificación que el externo porque evita el movimiento de fluido en el interior del acumulador. La instalación con intercambiador externo exige el estudio más detallado de las condiciones de circulación del agua por los circuitos de consumo y secundario.
- La simplicidad de la instalación ya que una instalación con intercambiador interno dispone de un único circuito de calentamiento y es más

### 3. CONFIGURACIONES

---

sencilla que una con intercambiador externo que, además de dos circuitos para calentamiento, puede requerir componentes adicionales para mejorar la estratificación.

- Los costos de inversión: la repercusión del costo de los intercambiadores internos aumentan significativamente en las instalaciones grandes y a medida que aumenta el tamaño es más económico sustituir el intercambiador interno por el externo con bombas de secundario.

## 3.4 Sistemas solares térmicos para edificios de vivienda

Cualquiera de las dos configuraciones anteriormente referidas puede utilizarse para la instalación de producción de ACS de un edificio multivivienda; el único elemento diferencial y adicional en estas instalaciones será un contador de agua caliente en la entrada de cada vivienda para controlar los consumos de cada una.

En todas las instalaciones de edificios multivivienda, uno de los aspectos más importantes a considerar son las pérdidas térmicas del circuito de distribución, por lo que se debe hacer especial hincapié en el mejor diseño y ejecución de estos circuitos.

### 3.4.1 SST completamente centralizada

Aunque desde el punto de vista de la instalación solar es igual que las anteriormente descritas, conviene que el técnico de la parte solar conozca las implicaciones con el resto de la instalación de producción de ACS. Como se puede apreciar en la Fig. 3.11, en estas instalaciones, existe una única alimentación de agua fría a la instalación solar y toda la instalación, incluyendo el sistema de apoyo, está centralizada y en ella se realiza la preparación del ACS.

La acometida de agua llega a la instalación solar, a través de una tubería de sección suficiente para el consumo de agua caliente de todas las viviendas, desde un contador de agua fría situado en la centralización de contadores de la red de abastecimiento, cuyo consumo corre a cargo de la comunidad de propietarios del edificio.

El agua precalentada en la parte solar de la instalación pasa al sistema de apoyo donde, cuando sea necesario, se termina de calentar, y mediante el circuito de distribución se pone a disposición de cada una de las viviendas.

En cada acometida a vivienda se debe disponer un contador para el control del consumo de agua caliente y reparto del gasto de agua y energía. La comunidad de propietarios, que controla todos los gastos de la instalación (amortización, mantenimiento, consumo de agua fría y gasto de energía convencional), debe prorratear todos ellos en el costo del consumo de agua caliente

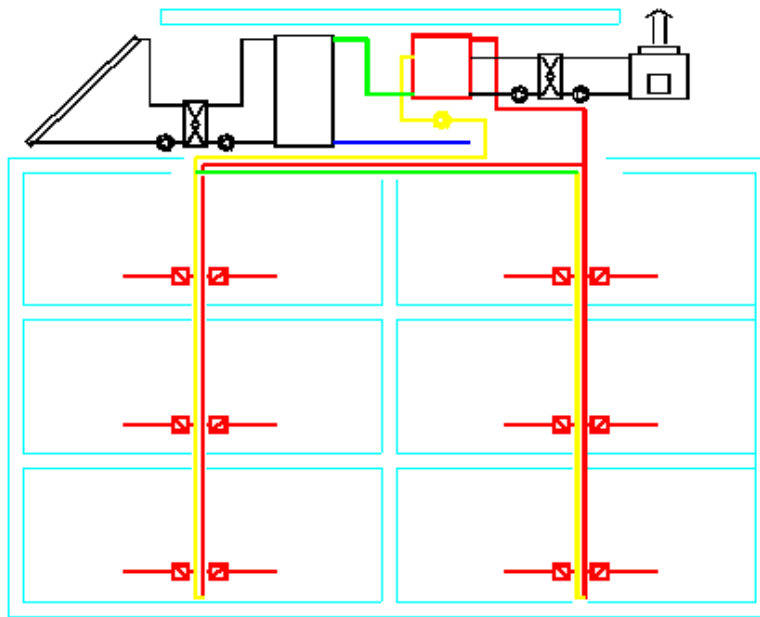


Figura 3.11: Instalación totalmente centralizada para edificio multivivienda.

que corresponde a cada uno de los usuarios. Es importante que la lectura de contadores y la gestión de consumos sea lo más automatizada posible.

Casi siempre se requiere un circuito de recirculación que permite mantener una temperatura homogénea en todas las acometidas de agua caliente a cada vivienda y evita, si no existiera, un consumo elevado de agua. El diseño del circuito de recirculación se ha de realizar limitando la disminución de temperatura en todo su trazado.

El diseño de esta configuración requiere disponibilidad de espacios en zonas comunes, tanto para captación y acumulación solar como para el sistema de apoyo. Por el contrario, no requiere ningún espacio para equipos de agua caliente en el interior de la vivienda. Cada vivienda dispone de dos acometidas y dos contadores, uno para agua fría de la empresa suministradora y otro para agua caliente de la comunidad de propietarios.

### 3.4.2 Otros SST para edificios multivivienda

Además de la instalación completamente centralizada, anteriormente referida, hay otras configuraciones que se podrían utilizar en edificios multivivienda, pero su diseño tiene peculiaridades que hacen que estas configuraciones deban ser tratadas con especial precaución. De todas las configuraciones posibles, se hace referencia a instalaciones que, aunque dispongan de un sistema de captación centralizado tienen:

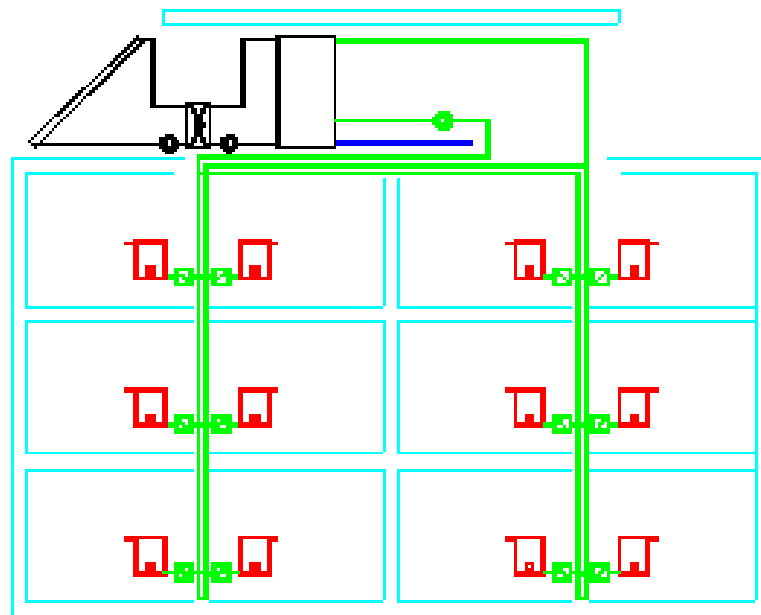


Figura 3.12: Instalación solar centralizada con apoyo distribuido para edificio multivivienda.

- Acumulación centralizada y apoyo distribuido.
- Acumulación distribuida.
- Intercambio distribuido.

Todas estas instalaciones disponen de un equipo de apoyo individual y pueden existir pequeñas diferencias en el aporte solar a cada una de las viviendas aunque, desde el punto de vista energético y económico, no suelen ser significativas y no es necesario contabilizarlas.

#### Acumulación centralizada y apoyo distribuido

La instalación solar centralizada sólo realiza el precalentamiento del agua y no incluye un único sistema de apoyo centralizado, sino varios sistemas de apoyo distribuidos como se muestra en la Fig. 3.12. El circuito de distribución, con un circuito de recirculación, pone a disposición de cada una de las viviendas agua precalentada por la instalación solar que se debe terminar de calentar, cuando sea necesario, en el sistema de apoyo individual de la vivienda.

Debería existir un contador en la acometida del agua caliente a cada vivienda que, en este caso, contabiliza el volumen de agua precalentada por la instalación solar.

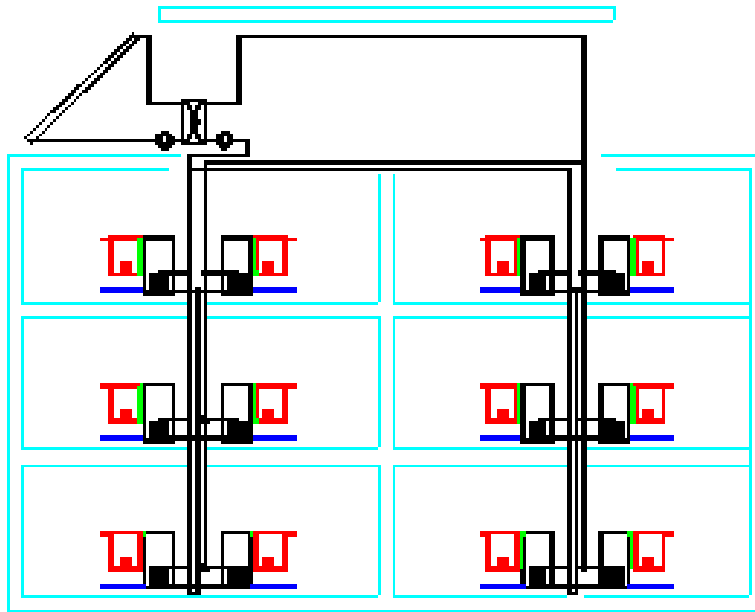


Figura 3.13: Instalación solar con acumulación distribuida para edificio multivivienda.

#### Acumulación distribuida

En este tipo de sistema, el circuito secundario de esta configuración es un circuito cerrado (no es agua de consumo) que calienta un interacumulador, situado en cada vivienda, donde se precalienta el agua antes de entrar en el sistema de apoyo que, naturalmente, es individual (ver Fig. 3.13).

Cada vivienda dispone de una única acometida de agua fría procedente de la centralización de contadores; de la red interior de agua fría de la vivienda se extrae la alimentación para el sistema de preparación de agua caliente individual que la vivienda dispone.

Esta configuración soluciona el problema de la medida individualizada del reparto del consumo de agua caliente, como alternativa a las dos anteriores con alimentación centralizada.

No obstante, en algunos casos se puede requerir acometidas de agua, con contador a cargo de la comunidad de propietarios, para alimentar los sistemas de llenado de los circuitos cerrados comunes. Naturalmente, los caudales consumidos por estos circuitos deberían ser mínimos.

#### Intercambio distribuido

En este caso el circuito secundario es también cerrado e incorpora el sistema de acumulación centralizado que no contiene agua potable. Desde éste



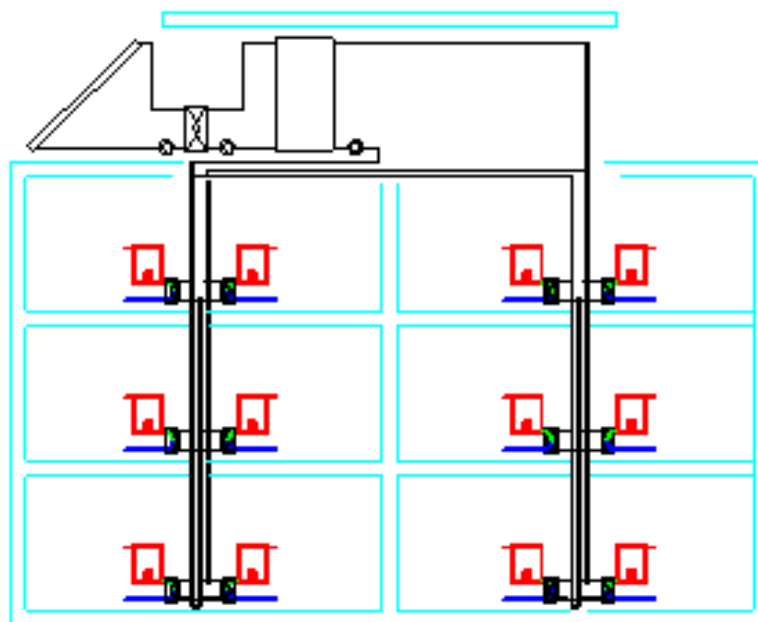


Figura 3.14: Instalación solar con intercambio distribuido para edificio multi-vivienda.

se configura un circuito terciario que conecta y calienta todos los intercambiadores de consumo individuales instalados en cada una de las viviendas. Este tipo de sistema se ilustra en la Fig. 3.14.

El intercambiador de cada vivienda, que actúa como precalentador “al paso”, se alimenta de agua fría de la red interior antes de entrar en el equipo de apoyo. Esta configuración, en relación con la anterior, evita la problemática de espacios ocupados por los interacumuladores individuales y, por el contrario, requiere espacios de zonas comunes para la acumulación centralizada.

#### 3.4.3 Análisis de los SST en edificios multivivienda

Las instalaciones centralizadas por completo son las más eficientes en edificios multivivienda que funcionan continuamente, ya que al ser el ACS un servicio que se utiliza de modo permanente a lo largo del año, con alguna variación estacional, se aprovecha todo el tiempo la simultaneidad de uso.

Las mejores prestaciones en los sistemas completamente centralizados se obtienen, fundamentalmente, porque se utiliza un único generador de calor – en ocasiones, dos– en lugar de equipos individuales por vivienda, normalmente menos eficientes y con escasa capacidad de regulación a carga parcial.

Por el contrario, el mayor inconveniente y la atención más importante que requiere esta configuración es la de minimizar las pérdidas térmicas de la ins-

talación completa y, sobre todo, del circuito de distribución. Es fundamental saber que estas pérdidas térmicas, denominadas también pérdidas de disponibilidad porque se generan sólo por disponer de ACS en las acometidas a las viviendas, existen, y pueden ser muy significativas, aunque el consumo de agua caliente sea muy pequeño.

En cualquier caso, además de que la configuración completamente centralizada es la más económica de inversión, también es la más económica de explotación si se ejecuta en forma correcta. Es claro que éste es el tipo de configuración que se debería utilizar.

No obstante, en determinadas circunstancias se plantea la necesidad de utilizar cualquiera de las otras configuraciones, porque, en general, no aportan mayores ventajas que las derivadas de la individualización de los sistemas de apoyo y su costo de explotación.

Adicionalmente, las connotaciones especiales que tienen estas configuraciones relativas a su diseño, ejecución y explotación, exigen unos conocimientos y criterios diferentes que quedan fuera del alcance de este documento y, por tanto, no se recomienda su utilización sin contar con experiencia previa. Para estos efectos se puede consultar la Guía ASIT de la energía solar térmica –documento editado por la Asociación Solar de la Industria Térmica de Madrid (ver [ASIT, 2010])– que es la primera y única publicación existente donde se recogen las condiciones de diseño de este tipo de instalaciones.

## 3.5 Esquemas de principio

El esquema de principio de un SST incorpora, una vez definida la configuración básica, todos los componentes que son necesarios para asegurar las condiciones y estrategias de funcionamiento. Éstas deben tener en consideración: la seguridad sanitaria, la fiabilidad, la optimización de la eficiencia global y la durabilidad de la instalación.

La incorporación de todos los componentes se debe realizar con el criterio de no complicar la operación ni la manutención de la instalación y estrictamente deben ser los elementos imprescindibles para el correcto funcionamiento.

### 3.5.1 Simbología

Con el fin de homogeneizar la elaboración de los esquemas de principio se utiliza una determinada simbología. La simbología que se puede utilizar en la representación de los componentes más utilizados se puede observar en el Cuadro 3.3.

### 3.5.2 Instalaciones solares de pequeños tamaño

Además de los colectores y el acumulador, se debe cerrar y completar el circuito primario con las cañerías para impulsión y retorno (ver Fig. 3.15), y

### 3. CONFIGURACIONES

---

símbolo	utilización
	Bomba Circuladora
	Vaso de expansión
	Caudalímetro
	Válvula de corte
	Válvula de seguridad
	Válvula antirretorno
	Válvula de tres vías (mezcladora o diversora)
	Termómetro (sonda de temperatura)
	Manómetro (sonda de presión)
	Punto de drenaje
<b>CD</b>	Control diferencial
<b>CC</b>	Contador de energía térmica

Cuadro 3.3: Simbología utilizada en la elaboración de esquemas.

con, al menos, los siguientes elementos:

- Un sistema de protección con válvula de seguridad y estanque de expansión.
- Una bomba de circulación.
- Una válvula de retención.
- Un sistema de llenado y vaciado.

### 3.5. Esquemas de principio

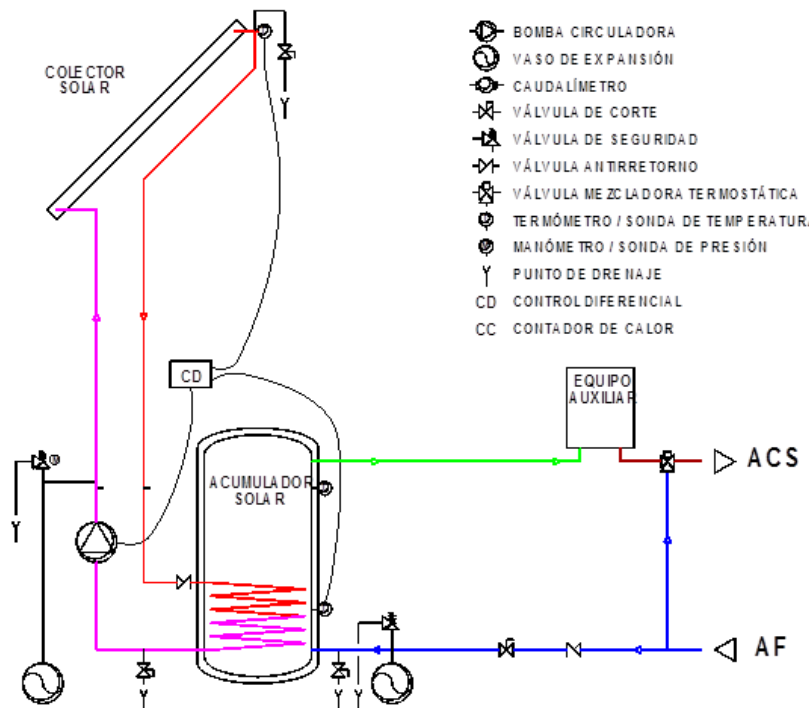


Figura 3.15: Ejemplo básico de una instalación solar de pequeño tamaño.

- Un sistema de purga manual.
- Un manómetro y un termómetro o una sonda de temperatura para el acumulador.
- Un control diferencial con 2 ó 3 sondas de temperatura.

En el circuito de consumo, los componentes mínimos imprescindibles son:

- Una válvula de retención y válvula de corte en la entrada de agua fría.
- Un sistema de protección con válvula de seguridad y estanque de expansión.
- Circuito de consumo para suministro del ACS mediante el equipo de energía auxiliar (supuesto que éste soporta la temperatura solar) y una válvula mezcladora termostática.
- Un sistema de vaciado del acumulador.

En algunos casos, se puede completar el esquema de principio con otros componentes que pueden facilitar los ajustes, el uso, la vigilancia o la manutención. Por ejemplo, en el circuito primario de la Fig. 3.16, se dispone:

### 3. CONFIGURACIONES

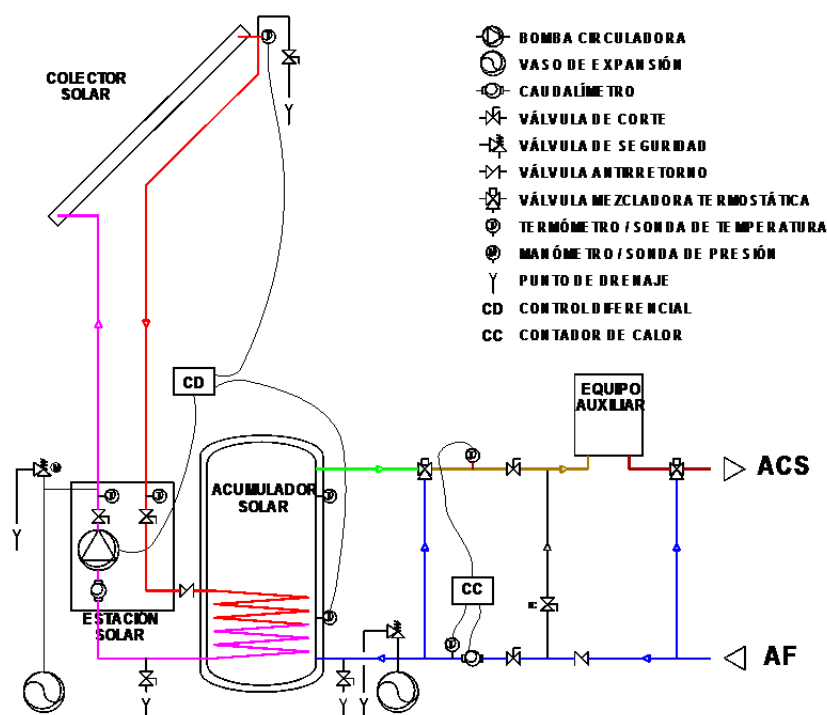


Figura 3.16: Ejemplo completo de una instalación solar de pequeño tamaño.

- Un caudalímetro o rotámetro para regular el caudal.
- Dos válvulas de corte que independiza el circuito de colectores.
- Dos termómetros para controlar las temperaturas de entrada y salida de colectores.

A veces, todos estos componentes se integran en un conjunto premontado y térmicamente aislado, que se denomina Estación o *Kit Solar*, que facilita la instalación de todos los componentes.

En el circuito de consumo, como ya se ha indicado, se puede prever:

- Una válvula mezcladora (o podría ser válvula diversora) previa al sistema auxiliar si éste no soporta la temperatura de salida del SST.
- Un bypass de conexión del SST que permite aislarlo hidráulicamente y mantener en funcionamiento la producción de ACS con el sistema auxiliar.
- Un contador de energía térmica entregada por el SST.

De esta forma y antes de diseñar totalmente el SST se habrá completado la configuración básica con todos los componentes necesarios para asegurar que la instalación funcione perfectamente en cualquier condición. Se ha considerado el caso de un sistema forzado indirecto que es el más recomendable para este tipo de instalaciones.

Naturalmente, existen otras posibilidades tanto de esquemas básicos como de esquemas de funcionamiento pero se quiere destacar, sobre todo, la necesidad de simplificar al máximo para no complicar una instalación que sólo pretende producir ACS. En cualquier caso, se recomienda utilizar esquemas que hayan sido experimentados y de los que se conozca, además de su comportamiento y prestaciones, toda la casuística relativa a las distintas condiciones de funcionamiento y sus efectos inducidos. La elección de una buena configuración es un primer paso, aunque no suficiente, para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación. Sin experiencia previa, no se recomienda utilizar otros esquemas de funcionamiento distintos a los señalados.



## Condiciones de funcionamiento

Ing. Juan Carlos Martínez Escribano  
[juancarlosmartinezescribano@yahoo.es](mailto:juancarlosmartinezescribano@yahoo.es)  
*Ingeniero Consultor*

Analizar y definir las condiciones de trabajo de los distintos circuitos de una instalación solar térmica es un requisito imprescindible para disponer de un correcto diseño y debe prestársele la debida atención.

Se analizan, en este apartado, para cada circuito y los componentes que lo integran, los criterios para definir las presiones y temperaturas de trabajo así como las máximas y las mínimas alcanzables.

### 4.1 Presión de trabajo

Las presiones de los fluidos en el interior de los circuitos varían debido a los cambios de temperaturas y a los cambios introducidos por el funcionamiento de las bombas. Es importante que la fluctuación de presiones se produzca dentro de los márgenes establecidos (máximo y mínimo) para cada circuito de manera que no se produzca ninguna situación en la que el usuario tenga que tomar medidas especiales para que el sistema vuelva a funcionar correctamente. En el caso de que las presiones de trabajo excedan los límites establecidos puede ocurrir, por ejemplo, que entre aire en el circuito porque a causa de una depresión o se produzca la descarga de una válvula de seguridad y se pierda fluido al exterior.

En todos y cada uno de los circuitos siempre habrá que tener en consideración las diferencias de presión que se producen por el peso de la columna



del fluido de trabajo debido a la diferencia de alturas. Para el agua se puede considerar una caída de presión de 1 bar por cada 10 metros de altura<sup>a</sup>.

Es importante resaltar la importancia de que los intercambiadores soporten la diferencia de presiones que puede ocurrir, entre los circuitos que separa, en las condiciones más desfavorables. Especial precaución requiere el caso de los interacumuladores de doble envolvente.

A continuación se establecen los criterios y el procedimiento para definir las presiones manométricas, es decir, las presiones relativas que toman como referencia la presión atmosférica en todos los circuitos de la instalación solar.

##### 4.1.1 Presión máxima

Todos los circuitos de la instalación deben estar diseñados de forma que nunca se sobrepase la máxima presión soportada por todos los materiales. Para ello, deberían ir provistos de válvulas de seguridad taradas a una presión que garantice que en cualquier punto del circuito no se supere la presión máxima de trabajo de cualquiera de los componentes.

Para determinar las presiones máximas de cada circuito se seguirá el siguiente procedimiento:

1. Se debe empezar por conocer la presión nominal de cada componente. Es un dato que debe aportar cada fabricante y se corresponde, normalmente, con la presión máxima de trabajo que admite con un coeficiente de seguridad del 50 %, es decir, que su presión de prueba es 1.5 veces la presión nominal.
2. Posteriormente, se debe definir la presión nominal de cada uno de los circuitos que debe ser menor que cualquiera de las presiones nominales de cada uno de los componentes y materiales que lo componen.
3. Se establece la presión de tarado de la válvula de seguridad de forma que no sea superior a la presión nominal del circuito con lo que se evita que en cualquier punto del circuito la presión pueda subir por encima de la presión de tarado.
4. La presión máxima de trabajo de cada circuito, máximo valor alcanzable durante cualquiera de las condiciones de funcionamiento, será siempre inferior a la presión de tarado de la válvula de seguridad con un margen de seguridad del 10 % o, como mínimo, de 0.5 bar.

Para el diseño de los circuitos acoplados a la acometida de agua se tendrá en cuenta la presión máxima de trabajo del grupo de presión que alimenta la

---

<sup>a</sup>Debe notarse que esta regla obedece al aumento de presión en una columna de agua. Una diferencia de presiones  $\Delta P$  se relaciona con una diferencia de alturas  $\Delta h$  según la expresión:  $\Delta P = \rho g \Delta h$ .

red de agua interior de la edificación o directamente de la red de abastecimiento, dato que tendrá que ser proporcionado por la empresa que realiza el suministro.

#### 4.1.2 Presión mínima

Para evitar que entre aire en los circuitos, las instalaciones estarán diseñada para asegurar que, en las condiciones de temperaturas más frías, quede un margen de presión, entre 0.5 bar y 1.5 bar, por encima de la presión atmosférica.

Para el diseño de los circuitos secundario y de consumo (acoplados a la acometida de agua fría) se tendrá en cuenta que puede ser cero la presión mínima de trabajo de la red de abastecimiento o incluso negativa cuando, para sistemas ubicados en cubierta, se produzca el vacío que puede generar el peso de una columna de agua.

Las presiones máximas y mínimas de cada circuito se utilizan para el dimensionado del sistema de expansión que se encarga de absorber las dilataciones sin que se alcance la presión de tarado de la válvula de seguridad.

##### ▷ **Ejemplo 4.1.**

Estudio de presiones en dos instalaciones: en una instalación con interacumulador, se estudian las presiones producidas en el circuito primario y se analiza las diferencias producidas al proyectar la expansión en el nivel más alto y más bajo del circuito. La diferencia de alturas es de 12 metros. Se establece una presión mínima en colectores de 1.5 bar que en la parte inferior será de 2.7 bar (1.5 bar + 1.2 bar). Se va a suponer para ambos casos que todos los componentes tienen una presión de trabajo superior a 7 bar con lo que se puede prever una válvula de seguridad tarada a 6 bar.

**Solución:** Existen dos casos:

CASO 1. Si se instala en la parte inferior, la presión máxima de trabajo en la parte inferior será 5.4 bar ( $0.9 \times 6$  bar). La correspondiente presión máxima en la parte superior será 4.2 bar (5.4 bar - 1.2 bar). El sistema de expansión se calcula entre 2.7 bar de mínima y 5.4 bar de máxima.

CASO 2. Si se instala en la parte superior, la presión máxima de trabajo en la parte superior será 5.4 bar. La correspondiente presión máxima en la parte inferior será 6.6 bar (5.4 bar + 1.2 bar). Debe verificarse que cualquier componente situado en la parte inferior soporta esta presión. El sistema de expansión se calcula entre 1.5 bar de mínima y 5.4 bar de máxima.

Los valores hallados para cada caso se encuentran tabulados en la Cuadro 4.1 y las dos posibilidades para la ubicación del sistema de expansión se muestran en la Fig. 4.1. □

---

#### 4. CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO

caso 1				
circuito primario	altura	$P_{min}$	$P_{max}$	$P_{vs}$
punto más alto	0.0	1.5	4.2	–
colectores	0.0	1.5	4.2	–
primario intercambiador	12.0	2.7	5.4	–
expansión y seguridad	12.0	2.7	5.4	6.0
caso 2				
circuito primario	altura	$P_{min}$	$P_{max}$	$P_{vs}$
punto más alto	0.0	1.5	5.4	–
colectores	0.0	1.5	5.4	–
primario intercambiador	12.0	2.7	6.6	–
expansión y seguridad	0.0	1.5	5.4	6.0

Cuadro 4.1: Valores de presión para la resolución del Ejemplo 4.1.

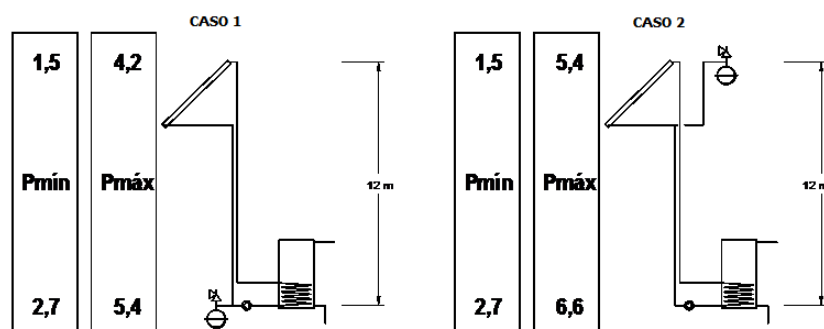


Figura 4.1: Posibles ubicaciones del sistema de expansión para el Ejemplo 4.1.

## 4.2 Temperaturas de trabajo

Una característica de las instalaciones solares térmicas, que la diferencia del resto de instalaciones térmicas, es la gran variabilidad de las temperaturas de trabajo producidas por la potencia variable de la fuente de energía y por las variaciones del consumo de agua caliente.

En una instalación solar funcionando normalmente, las temperaturas en la parte al exterior de la instalación (los colectores y las tuberías del circuito primario) varían, cada día, desde unos valores mínimos que suelen ocurrir por la mañana temprano hasta unos valores máximos que ocurren a primera hora de la tarde cuando además de una radiación elevada la temperatura ambiente también es alta.

Se pueden definir las temperaturas medias de trabajo representativas de una instalación, calculando una temperatura media del acumulador solar  $T_{MED}$

en función de la Contribución Solar (en adelante, CS), la temperatura del agua fría  $T_{AF}$  y la temperatura de preparación  $T_P$  [ASIT, 2010]:

$$T_{MED} = T_{AF} + CS \times (T_P - T_{AF}) \quad (4.1)$$

Esta temperatura media se puede utilizar, por ejemplo, para transformar el parámetro de contribución solar a una variable más tangible o para evaluar la tecnología que puede ser aplicable.

▷ **Ejemplo 4.2.** 

---

1. En una instalación de ACS con acumulador de apoyo a  $T_P = 60^\circ\text{C}$  y  $T_{AF} = 15^\circ\text{C}$ , si la CS es de un 33 %, puede tener una temperatura de media del acumulador de:

$$T_{MED} = 15^\circ\text{C} + 0.33 \times (60^\circ\text{C} - 15^\circ\text{C}) = 30^\circ\text{C}$$

.

2. Si la misma instalación tiene una CS de 66 %, puede tener una temperatura de media del acumulador de:

$$T_{MED} = 15^\circ\text{C} + 0.66 \times (60^\circ\text{C} - 15^\circ\text{C}) = 45^\circ\text{C}$$

.

3. Si la instalación funciona con acumulador a  $T_P = 75^\circ\text{C}$  y  $T_{AF} = 15^\circ\text{C}$ , y la CS es de un 25 %, se puede tener una temperatura de media del acumulador de:

$$T_{MED} = 15^\circ\text{C} + 0.20 \times (75^\circ\text{C} - 15^\circ\text{C}) = 30^\circ\text{C}$$

.

---

La temperatura preparación es, por tanto, un límite superior de la temperatura media de funcionamiento de la instalación solar pero no es la representativa para definir la tecnología a emplear.

También se pueden utilizar temperaturas medias para calcular las pérdidas térmicas en los circuitos; se determinan a partir de la temperatura de funcionamiento de la instalación solar así como de la temperatura del sistema de preparación y del circuito de distribución de agua caliente. A partir de la temperatura de acumulación se pueden deducir la temperatura de funcionamiento del circuito primario ( $5^\circ\text{C}$  ó  $10^\circ\text{C}$  por encima).

### 4.2.1 Temperaturas máximas

Las temperaturas máximas de cada uno de los circuitos primario y secundario se definirán a partir de la temperatura de estancamiento del colector y de la temperatura de preparación del sistema de apoyo. La temperatura de preparación del sistema de apoyo debería estar definida para las condiciones de diseño y/o funcionamiento del mismo.

Se consideran hasta tres temperaturas máximas de trabajo del circuito primario que estarán definidas y asociadas a tres partes del circuito:

- La temperatura de estancamiento ( $T_{EST}$ ) en las baterías de colectores, elementos de interconexión y tramos del circuito solar situados por encima de la parte más baja del circuito de colectores.
- La temperatura correspondiente a la de saturación del fluido a la presión máxima en los tramos de circuito desde colectores hasta el sistema de expansión y por donde pueda circular vapor. Normalmente no será inferior a 140 °C.
- La temperatura máxima de la parte fría del circuito primario será de 110 °C en el resto de tramos de circuito no alcanzables por el vapor.

La temperatura máxima del circuito secundario vendrá impuesta por el sistema de intercambio, los diseños de los circuitos y las estrategias del sistema de control; aunque puntualmente pueda alcanzar los 110 °C correspondientes al circuito primario lo normal es considerar 90 °C.

### 4.2.2 Temperaturas mínimas

Las temperaturas mínimas de cada uno de los circuitos se definirán a partir de las temperaturas ambientes mínimas exteriores y de las temperaturas mínimas de suministro de agua fría.

Las temperaturas mínimas en los colectores y en todos los circuitos que tienen alguna parte que fluye por el exterior serán iguales a la temperatura mínima exterior aunque estén térmicamente aislados. Adicionalmente se tendrá en cuenta que los colectores solares, a causa del enfriamiento nocturno, pueden disminuir su temperatura interior por debajo de la temperatura ambiente y este descenso será mayor cuanto mayor sea la emisividad del absorbedor.

Las temperaturas mínimas en el resto de circuitos serán la temperatura interior en locales cerrados siempre que se tenga la certeza de que no se alcanzarán las mínimas temperaturas exteriores. En los circuitos secundario y de consumo se tendrá en cuenta que la temperatura mínima podrá ser la de suministro de agua fría.

### 4.3 Formación y propagación del vapor

1. Se produce vapor en el circuito de colectores cuando la presión del circuito es menor que la presión de vapor del fluido a la temperatura que se alcanza.
2. La temperatura a la que empieza la evaporación depende de las características del fluido empleado y de la presión de trabajo. A temperaturas inferiores o presiones superiores, el fluido no se evapora.
3. Por ejemplo, para el agua la vaporización a 1 bar de presión manométrica empieza a unos 120 °C y a 4 bar a unos 150 °C.
4. Para las mezclas anticongelantes las temperaturas de vaporización son superiores a las del agua a la misma presión. El vapor provoca el desplazamiento de una cantidad de volumen de líquido al interior del vaso de expansión por lo que la deformación de la membrana es mayor y el gas en su interior aumenta la presión.
5. Una vez que las condiciones de alta temperatura (o de estancamiento) han pasado y que el fluido del circuito primario se ha enfriado de manera que todo él es líquido, la membrana regresa a su posición original puesto que la presión del gas en el interior del vaso disminuye.
6. Un posible problema de la vaporización del fluido es el envejecimiento acelerado de la mezcla anticongelante que, en algunos casos, produce que alguno de sus componentes puedan disgregarse y depositarse en el circuito del absorbedor.
7. En el proceso de evaporación del fluido son importantes los siguientes factores:
  - La temperatura de vaporización.
  - Volumen del fluido del colector.
  - Diseño del colector y forma de conexionado.
8. La cantidad de vapor que se produce depende de la cantidad de líquido que puede entrar en el colector. El volumen de vapor máximo será igual al de los colectores más el volumen de las tuberías situadas por encima de la parte inferior de los colectores.
9. El vapor, que se forma en la parte superior del colector, se puede propagar a través de las tuberías de impulsión y retorno, dentro de las cuales liberan su calor y se condensa. A medida que el colector produce más vapor, se queda con menos líquido y la transferencia de calor empeora.

#### 4. CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO

---

10. La forma de propagación del vapor en el circuito primario depende de la posición relativa entre el vaso de expansión y la válvula antirretorno y de éstos con el sistema de captación.
11. En el caso de válvula antirretorno aguas arriba del vaso de expansión, el desplazamiento del agua se realizará como si no existiera válvula antirretorno, es decir, tanto por los tubos de impulsión como de retorno.
12. En el caso de válvula antirretorno aguas abajo del vaso de expansión, la válvula bloquea el movimiento del agua por el tubo de impulsión. El vapor producido en los colectores se desplazará únicamente por el tubo de retorno.
13. En cualquiera de los casos, habría que determinar el tamaño máximo de la bolsa de vapor y la capacidad de la bomba de circulación para asegurar que cuando la bomba arranque, es capaz de hacer circular al fluido, salir de las condiciones de estancamiento y producir la condensación del vapor cuando se desplace por la instalación. En caso contrario, habrá que tomar medidas para que la bomba no funcione, ya que ésta no debe ser actuada si el sifón de vapor impide la circulación del fluido; normalmente será un termostato que controle que la temperatura del colector ha disminuido hasta un determinado valor para que se haya reducido la bolsa de vapor.
14. Para calcular la longitud del tramo que alcanza la propagación del vapor, se puede adoptar una potencia térmica de evaporación del colector de  $120 \text{ W/m}^2$  y unas pérdidas térmicas en tuberías bien aisladas de  $20 \text{ W/m}$ . En base a estos valores, se pueden considerar 6 metros de tubería por metro cuadrado de sistema de captación.
15. El volumen de tuberías inundada por vapor se deduce a partir del diámetro medio interno de las tuberías del circuito primario y, en cualquier caso, estará limitada por la longitud estimada a partir del apartado anterior.
16. En circuitos primarios con interacumuladores, el intercambiador incorporado es capaz de condensar el vapor que pueda entrar, limitando la longitud de propagación. La bomba, vaso de expansión y otros elementos se encontrarán en el tubo de impulsión y estarán protegidos del vapor.
17. En circuitos primarios con intercambiadores externos, debe tenerse en cuenta que el vapor podría llegar al intercambiador y a otros elementos de la instalación como bombas o el propio vaso de expansión. En este caso se recomienda instalar la válvula antirretorno aguas arriba del vaso de expansión.

18. En el caso de que la longitud calculada supere la longitud mínima hasta el vaso de expansión, se deberían plantear alternativas que disipen el calor y eviten que el vapor pueda llegar a este componente.
19. En cualquier caso, para evitar que existan pérdidas de fluido en forma de vapor los purgadores automáticos de aire deberían estar hidráulicamente aislados del circuito primario mediante válvulas de corte adecuadas.

## 4.4 Fluido de trabajo

En el circuito secundario y en el de consumo siempre se utiliza el agua de consumo como fluido de trabajo, pero en el circuito primario se pueden utilizar otros fluidos para el transporte de energía por la red hidráulica de el SST.

En general, el fluido de trabajo debería tener las siguientes características:

- Calor específico superior a 3 kJ/kg K en condiciones cercanas a las normales de operación de la instalación.
- Debe tener baja viscosidad.
- No será tóxico ni contaminará el medioambiente.
- Será completamente biodegradable.
- No irritará seriamente la piel.
- Será estable para todo el rango de presiones y temperaturas de trabajo del circuito.
- Resistirá, en particular, la temperatura de estancamiento del colector.
- Cumplirá las especificaciones del fabricante de los componentes del circuito.

### 4.4.1 Agua de consumo

El agua de la red, de uso sanitario o de consumo siempre va a ser uno de los fluidos de trabajo y puede encontrarse de diferentes calidades y durezas con grandes diferencias dependiendo de la zona geográfica o de quién sea el suministrador.

El agua dura es la que contiene un alto nivel de minerales, en particular sales de magnesio y calcio. Son éstas las causantes de la dureza del agua, y el grado de dureza es directamente proporcional a la concentración de sales metálicas. Por lo que los rangos de concentraciones de minerales para el agua blanda son de 0 mg/lt a 60 mg/lt, para el agua moderada son 61 mg/lt a 120 mg/lt y para el agua dura de 121 mg/lt a 180 mg/lt. El agua dura no



#### 4. CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO

---

produce espuma con el jabón, forma un residuo grisáceo con el jabón y una dura costra en las ollas y en los grifos.

El agua dura puede volver a ser blanda, con el agregado de carbonato de sodio o potasio, para precipitarlo como sales de carbonatos, o por medio de intercambio iónico con salmuera en presencia de zeolita o resinas sintéticas.

Se tendrá en cuenta la dureza y el contenido en sales del agua de consumo para su utilización en el circuito primario cuando se pueda utilizar en zonas sin riesgo de heladas. Como fluido de trabajo presentará como mínimo las siguientes características, o en caso contrario, debería ser tratada para su cumplimiento:

- La salinidad del agua del circuito primario no excederá de 500 mg/lit totales de sales solubles.
- El contenido en sales de calcio no excederá de 200 mg/lit expresados como contenido en carbonato cálcico.
- El límite de dióxido de carbono libre contenido en el agua no excederá de 50 mg/lit.

##### 4.4.2 Mezclas anticongelantes

En el circuito primario se puede utilizar una mezcla de agua con anticongelante que permite proteger del riesgo de heladas al circuito. Los productos comerciales, a veces, incorporan aditivos para proteger interiormente el circuito frente a la corrosión, sobre todo cuando se utilizan distintos materiales.

Como anticongelante no se puede utilizar el etilenglicol porque es tóxico y cualquier falla en el sistema de intercambio produciría la contaminación del agua potable. Únicamente se emplean los que utilizan el propilenglicol. Éste es un líquido viscoso de origen orgánico, inodoro e incoloro (aunque por seguridad se le suele agregar un colorante), además de densidad muy similar a la del agua, que no es tóxico y no es inflamable, con baja demanda química de oxígeno. Es utilizado como refrigerante y/o anticongelante, también es empleado como humectante farmacéutico y doméstico.

La proporción de anticongelante en la mezcla se seleccionará de forma que, con un margen de seguridad, garantiza que se protege el circuito primario para temperaturas mínimas. Con temperaturas inferiores a la de congelamiento, la mezcla anticongelante se transforma en una pasta viscosa pero no rompe las tuberías. En la Fig. 4.2 se muestra cómo varía la temperatura de congelamiento del fluido en función de la proporción de anticongelante en la mezcla. En cualquier caso, no se debe superar el 60 % ya que aumenta la viscosidad y disminuye el calor específico de manera considerable.

Hay que reseñar que el glicol penetra mejor en ranuras y capilares que el agua por lo que resulta más difícil asegurar la estanqueidad de los circuitos y

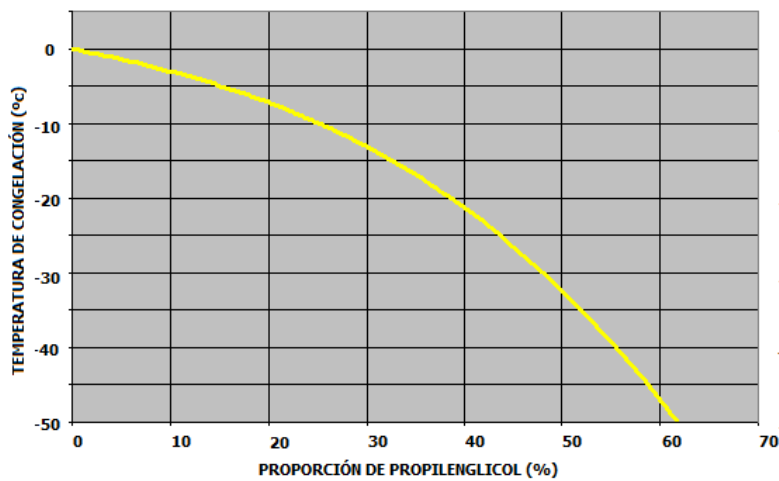


Figura 4.2: Temperatura de congelación en función de la proporción de anti-congelante.

se recomienda que la prueba de presión final sea realizada con el propio fluido que se va a utilizar en el circuito.

## 4.5 Flujo inverso

1. Se entiende como flujo inverso a cualquier circulación de fluido no intencionado en cualquier circuito de la instalación.
2. Se puede producir por circulación natural y no prevista del fluido, en sentido contrario al deseable cuando el acumulador está a cierta temperatura y dispone de un circuito de tuberías que permite la circulación y enfriamiento del fluido.
3. También puede producirse en el interior de una misma tubería, normalmente de sección amplia, configurándose la circulación de fluido caliente por la parte superior y del frío por la parte inferior de la misma tubería.
4. El efecto del flujo inverso es el enfriamiento de los acumuladores y, por ello, el diseño y el montaje de la instalación asegurará que no se producen pérdidas energéticas relevantes debidas a flujo inverso en ningún circuito hidráulico del sistema.
5. Se tomarán especiales precauciones frente a flujo inverso en caso de que el acumulador esté situado por debajo de la cota superior de los colectores.

6. Para ello se instalarán sistemas antirretorno en todos los circuitos de la instalación solar.
7. El aumento de temperatura del acumulador solar crea una sobrepresión en el mismo que tiende a evacuarse por la tubería de alimentación de agua fría lo que puede genera un flujo inverso en la tubería de alimentación si no se dispone de la correspondiente sistema antirretorno.
8. El acumulador solar de consumo y el de apoyo se protegerán contra las eventuales sobrepresiones que se producen por el aumento de temperatura mediante un sistema de expansión que permita absorber la dilatación correspondiente.

### 4.6 Dispositivos de seguridad y protección

En este apartado se hace referencia a los dispositivos que deben utilizarse para proteger, a la instalación o a los usuarios, de las condiciones extremas de presión y temperatura que pueden encontrarse.

#### 4.6.1 Protección a los usuarios frente a altas temperaturas

Se tienen que proteger de altas temperaturas a los usuarios para evitar quemaduras y para eso hay que tener en cuenta que:

- La temperatura de uso nunca podrá superar los 60 °C. Cuando la temperatura de preparación o de distribución pueda ser superior a 60 °C, la instalación ha de disponer de un sistema automático de mezcla o cualquier otro dispositivo que limite esta temperatura a 60 °C como máximo.
- La instalación de todos los elementos que puedan evacuar fluido al exterior (válvulas de seguridad, de vaciado, etc.) debe realizarse de forma que su actuación no pueda provocar accidentes o daños.
- Ninguna superficie con la que exista posibilidad de contacto accidental podrá tener una temperatura mayor que 60 °C. A estos efectos se debe tener en cuenta que las superficies externas del colector pueden alcanzar temperaturas superiores a 60 °C.

#### 4.6.2 Protección de la instalación frente altas temperaturas

Se tienen que proteger de altas temperaturas a los componentes de la instalación por razones de resistencia y durabilidad de los materiales. La protección de los componentes y materiales de la instalación de energía solar frente a altas temperaturas será de seguridad intrínseca, es decir, la misma estará diseñada para que después de alcanzar la temperatura máxima por cualquier situación,

la instalación pueda volver a su forma normal de funcionamiento sin que el usuario tenga que hacer ninguna actuación.

La protección de otros componentes a altas temperaturas, como por ejemplo los acumuladores, se realiza normalmente para proteger el tratamiento interior del mismo o los materiales de las tuberías del circuito de consumo. Se suele realizar con el propio sistema de control, pero siempre debe tenerse en cuenta que las limitaciones de temperatura afectan negativamente al rendimiento de la instalación.

Como sistemas de protección mediante seguridad intrínseca frente a altas temperaturas en grandes instalaciones se utilizan: el diseño de la expansión para absorber la formación de vapor, el diseño del primario con presiones superiores a la de vapor o los sistemas de drenaje automático

### Diseño de la expansión para absorber la formación de vapor

Si se permite la formación de vapor en el interior del circuito primario (la temperatura de estancamiento de la instalación es superior a la temperatura de vaporización del fluido correspondiente a la presión máxima), se debe tener prevista la expansión del mismo de forma que el aumento de volumen sea completamente absorbido por el sistema de expansión.

Se debe comprobar que el dimensionado de la bomba y la estrategia del sistema de control garantizan la puesta en funcionamiento de la instalación después del proceso de protección a altas temperaturas.

### Diseño del primario con presiones superiores a la de vapor

Si no se permite la formación de vapor (presión del circuito siempre superior a la presión de vapor del fluido correspondiente a la temperatura de estancamiento), se debe diseñar el circuito primario con una presión de trabajo siempre superior a la presión de vapor del fluido a la temperatura de trabajo.

### Sistemas de vaciado automático

Los sistemas de vaciado automático son aquellos en los que, en las condiciones extremas de funcionamiento, los colectores permanecen totalmente vacíos del fluido de trabajo, se utilizan fundamentalmente para pequeñas instalaciones pero no en grandes instalaciones por las complicaciones constructivas que suponen.

#### 4.6.3 Sistemas de evacuación de calor

La exposición continua a altas temperaturas puede producir el envejecimiento acelerado de la mezcla anticongelante y de algunos materiales por lo que, en algunos casos, se recomienda utilizar procedimientos para evacuar

## 4. CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO

---

el calor de forma que se limite que determinados componentes o circuitos sobrepasen una determinada temperatura.

Los más utilizados son la recirculación nocturna y el uso de disipadores de calor aunque hay que tener en cuenta que éstos no son sistemas de protección de la instalación ya que cualquier fallo en la alimentación eléctrica impide su funcionamiento. No son, por tanto, procedimientos alternativos a los sistemas de seguridad intrínseca antes referidos.

### Recirculación nocturna

Si se quiere reducir la temperatura alcanzada en el acumulador durante el día, se puede disponer de un sistema de circulación nocturna que consiste en que la bomba de circulación del circuito primario opere por la noche disipando, a través de los colectores, la energía acumulada.

### Sistema de disipación de calor

El sistema de disipación de calor es un intercambiador agua-aire cuyo funcionamiento permite evacuar calor del circuito primario y reducir su temperatura. Se dimensiona en base a la potencia de calor que sea necesario extraer del circuito.

#### 4.6.4 Protección contra heladas

En cualquiera de los circuitos de la instalación con trazado de tuberías que, total o parcialmente, fluyan por el exterior, deberá evaluarse el riesgo de heladas y tomar las medidas de protección adecuadas.

En las zonas con riesgo de heladas se tendrá que utilizar un sistema de protección adecuado: circuito indirecto con mezcla anticongelante o vaciado automático de circuitos que ya se explicó anteriormente como sistema de protección a altas temperaturas como drenaje interior (ver apartado 3.1.5). En las zonas con riesgo de heladas bajo se podrán utilizar, además de los anteriores, un sistema de protección anti heladas mediante recirculación del fluido.

### Circuitos indirectos con mezclas anticongelantes

El sistema de protección contra heladas se realizará utilizando circuitos indirectos con mezclas de agua y anticongelante; se utilizará agua desmineralizada y como anticongelante podrán utilizarse los productos que cumplan la reglamentación vigente (ver sección 4.4).

La temperatura de congelación del fluido en el circuito primario se fijará 5 °C por debajo de la temperatura mínima local histórica registrada y la proporción de anticongelante de las mezclas propilenglicol y agua se determinará utilizando las especificaciones del apartado 4.4.2 y en ningún caso será inferior al 15 %.

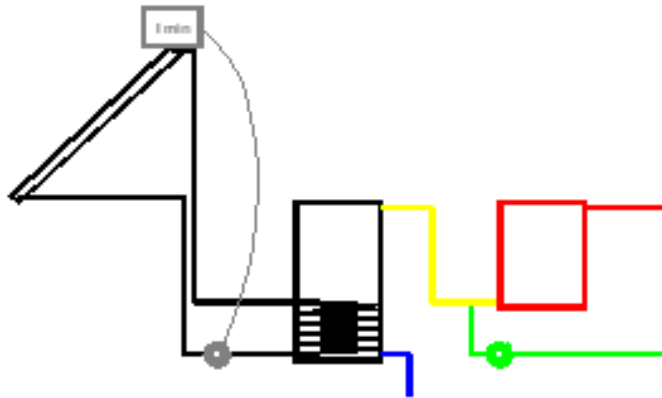


Figura 4.3: Ejemplo de SST con recirculación del circuito primario.

### Recirculación del circuito primario

La recirculación del fluido de trabajo del circuito primario con riesgo de heladas aprovecha la energía térmica de este circuito para calentar el fluido de trabajo contenido en los colectores y en aquellas partes de la instalación expuestas a heladas. El sistema de control pondrá en funcionamiento las bombas de circulación (ver Fig. 4.3) cuando la temperatura detectada en colectores alcance un valor ligeramente superior a la de congelación del fluido de trabajo (en más de 4 °C) y las parará con una temperatura la supere en más de 6 °C.

Se asegurará que el fluido de trabajo está en movimiento en todas las partes del circuito primario y, especialmente, se vigilará que no existan grupos de baterías cortadas y con fluido en el interior del circuito.

### Sistemas de vaciado automático

En los sistemas de vaciado automático los colectores, y todas las tuberías al exterior, deben permanecer totalmente vacíos del fluido de trabajo para que queden protegidos de las posibles heladas.

#### 4.6.5 Protección frente a las máximas presiones

El sistema de protección frente a las altas presiones está constituido por el sistema de expansión. Si falla éste, como seguridad adicional y normalmente no reversible automáticamente, se disponen las válvulas de seguridad que actúan expulsando fluido al exterior. Se incorporará un manómetro que permita la lectura directa de la presión de trabajo.

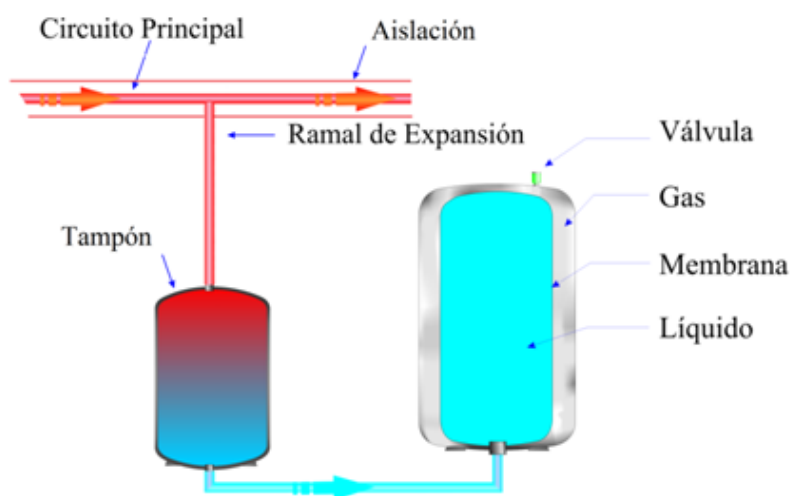


Figura 4.4: Sistema de expansión con depósito tampón.

#### Diseño del sistema de expansión

Se debe utilizar un sistema de expansión independiente y cerrado en cada uno de los circuitos de la instalación. A esos efectos, es necesario utilizar también un sistema de expansión en el circuito de consumo.

El ramal de conexión del sistema de expansión del circuito primario se conectará en la parte del circuito que facilite la expansión del fluido de colectores y tendrá la capacidad necesaria para que la disipación de calor durante la fase de expansión evite que el fluido de trabajo llegue al sistema de expansión a una temperatura superior a la de diseño de sus componentes.

Para ello, el ramal debe estar constituido por un tramo de tubería sin aislación que puede ser aleteada o intercalada con un depósito tampón no aislado, que disponga de la superficie de evacuación o la capacidad de acumulación necesaria para que el fluido llegue al sistema de expansión con una temperatura inferior a la máxima que pueda soportar. En la Fig. 4.4 se muestra un ejemplo de esta configuración.

Los sistemas de expansión se deben ubicar preferentemente en zonas protegidas de la radiación solar.

#### Dimensionado del depósito de expansión

Se dimensionará de acuerdo con los criterios de diseño del apartado anterior y, en particular, con la formación, o no, de vapor y de forma que pueda absorber toda la expansión del fluido desde la presión mínima a la presión máxima definida en el apartado.

El volumen del depósito de expansión deberá ser la suma de los volúmenes que se explican a continuación [Peuser et al., 2005]:

- Volumen de expansión debido a la dilatación térmica del líquido.
- Volumen debido a la formación de vapor que puede crearse en los colectores y en las tuberías durante el estancamiento del sistema.
- Volumen de reserva para asegurar que el depósito no se vacía de fluido cuando las temperaturas son más bajas que aquellas a las que se hizo el llenado.

El volumen útil del depósito de expansión ( $V_u$ ) se calcula de la siguiente manera:

$$V_u = (V_e + V_v + V_r) \times CP \quad (4.2)$$

Donde  $V_e$  es volumen de expansión,  $V_v$  es volumen debido a la formación de vapor,  $V_r$  es volumen de reserva y CP es el coeficiente de presión. Considerando  $V_t$  como el contenido total del líquido en el circuito,  $V_{col}$  el volumen total contenido en los colectores del circuito,  $V_{tub}$  el volumen total contenido en las tuberías del circuito primario que están por encima de la parte inferior de los colectores, y CE un coeficiente de expansión, el cálculo de los volúmenes  $V_e$ ,  $V_v$  y  $V_r$  se puede realizar según la Ecs. 4.3, 4.4 y 4.5.

$$V_e = V_t \times CE \quad (4.3)$$

$$V_v = V_{col} + V_{tub} \quad (4.4)$$

$$V_r = Max\{(0.03 \times V_t), (3lt)\} \quad (4.5)$$

Como se puede apreciar, para el valor de  $V_r$  se considerará el 3% del volumen del circuito con un mínimo de 3 litros. Para el Coeficiente de Expansión CE se recomienda adoptar 0.043 para el agua y 0.085 para las mezclas agua-glicol [Peuser et al., 2005].

Finalmente, el cálculo del coeficiente de presión CP se puede realizar según la Ecs. 4.6 y 4.7 [Peuser et al., 2005].

$$CP = \frac{(P_M + 1 \text{ bar})}{(P_M - P_m)} \quad (4.6)$$

$$P_M = Min\{(0.9 \times P_{vs}); (P_{vs} - 0.5 \text{ bar})\} \quad (4.7)$$

Donde  $P_M$  es la presión máxima,  $P_m$  es la presión mínima y  $P_{vs}$  es la presión de tarado de la válvula de seguridad. Debe ajustarse la presión inicial del gas ( $P_i$ ) del depósito de expansión a la presión mínima del depósito de expansión:  $P_i = P_m - 0.3 \text{ bar}$ .



▷ **Ejemplo 4.3.**

Calcular, para el caso 1 y el caso 2 (ver Ej. 4.1), los vasos de expansión de los 2 circuitos primarios de glicol sabiendo que tiene 20 colectores solares (1.5 lt por colector de capacidad) y el circuito primario tiene 10 litros de capacidad por encima de colectores y 20 litros en el resto hasta intercambiador; el intercambiador tiene 5 litros de capacidad.

**Solución:** Para ambos casos:

$$V_e = 0.085 \times (20 \times 1.5 \text{ lt} + 10 \text{ lt} + 20 \text{ lt} + 5 \text{ lt}) = 5.5 \text{ lt}$$

$$V_{vap} = 20 \times 1.5 \text{ lt} + 10 \text{ lt} = 40 \text{ lt}$$

$$V_r = 3 \text{ lt}$$

Para caso 1:

$$CP = (5.4 \text{ bar} + 1 \text{ bar}) / (5.4 \text{ bar} - 2.7 \text{ bar}) = 2.37$$

$$V_u = (5.5 \text{ lt} + 40 \text{ lt} + 3 \text{ lt}) \times (2.37) = 114.9 \text{ lt}$$

**Seleccionar vaso de 120 litros.**

Para caso 2:

$$CP = (5.4 \text{ bar} + 1 \text{ bar}) / (5.4 \text{ bar} - 1.5 \text{ bar}) = 1.64$$

$$V_u = (5.5 \text{ lt} + 40 \text{ lt} + 3 \text{ lt}) \times (1.64) = 79.5 \text{ lt}$$

**Seleccionar vaso de 80 litros.**

□

---

# Incorporación de los SST en una edificación

Ing. Juan Carlos Martínez Escribano  
[juancarlosmartinezescribano@yahoo.es](mailto:juancarlosmartinezescribano@yahoo.es)  
*Ingeniero Consultor*

Las nuevas instalaciones proyectadas simultáneamente con la edificación han demostrado que la integración arquitectónica de un SST no es un problema y, siempre que se planteen desde el principio del proyecto, se pueden buscar las mejores soluciones de compromiso entre la estética del diseño arquitectónico y el mejor funcionamiento del SST. La problemática de una deficiente integración arquitectónica de las instalaciones solares ha surgido, normalmente, de las instalaciones incorporadas en edificios ya existentes, con escasas posibilidades de integración y forzando las soluciones técnicas a adoptar.

La capacidad de realizar una instalación integrada está muy condicionada por el entorno urbano en el que se encuentra la edificación. Los factores más importantes a considerar son la orientación de parcelas y de la edificación, así como las previsiones de sombras por elementos circundantes.

Aunque la mayor problemática de la integración arquitectónica suele estar referida a los colectores solares, no hay que olvidar otras partes importantes de la instalación como son los acumuladores y, a veces, el trazado de redes. La problemática del resto de componentes puede considerarse prácticamente de segundo orden a estos efectos, aunque habrá que verificarlos en cada caso.

En relación con la integración que cabe hacer con las instalaciones solares, una regla fundamental es la de mantener la alineación con los ejes principales de la edificación. Esta decisión lleva consigo la necesidad de evaluar la disminu-

ción de prestaciones que se origina al modificar la orientación e inclinación del área de captación y, con ello, decidir si una instalación debe desviarse de su óptimo desde el punto de vista energético.

Otro aspecto importante en la integración es buscar la continuidad de la construcción resolviendo la unión de la instalación con la edificación mediante elementos constructivos que proporcionen la continuidad deseada. En este sentido, debería evitarse que la instalación solar pueda generar un volumen importante que sobresalga en exceso del volumen de la edificación sin estar integrado en el mismo.

Para analizar los principales factores que intervienen, en la primera parte de este capítulo se analiza la incorporación de las pequeñas instalaciones en los edificios incluyendo el análisis de los siguientes:

- Integración arquitectónica.
- Orientación, inclinación y sombras.
- Seguridad y solución estructural.
- Equipo de energía auxiliar, su conexionado y recorridos hasta consumo.
- Otros factores y detalles para la conexión del SST.

En la segunda parte, se amplía el análisis de los mismos factores a la incorporación de las grandes instalaciones; se comprobará que una gran parte de los criterios son aplicables de forma muy similar a cualquier tamaño de instalación.

La selección del emplazamiento suele ser una solución de compromiso entre las diversas alternativas que pueden plantearse analizando las ventajas e inconvenientes que cada una introduce. Es importante a estos efectos utilizar la experiencia, propia o de otros, sobre las soluciones a adoptar ante la variedad de situaciones que se pueden presentar.

### 5.1 Incorporación de pequeñas instalaciones

#### 5.1.1 Integración arquitectónica

En su concepto más amplio la integración arquitectónica del SST se refiere a todos los factores que permiten su adaptación al edificio así como las medidas que se toman en éste para facilitar la instalación del equipo solar. Estos factores comprenden desde condiciones urbanísticas, hasta pequeños detalles constructivos pasando por el diseño de la edificación, y normativa que se deba cumplir.

Desde un punto de vista más concreto, el concepto de integración arquitectónica a veces se asocia a un tipo de SST donde los colectores que lo conforman sustituyen elementos constructivos convencionales o bien son elementos

## 5.1. Incorporación de pequeñas instalaciones



Figura 5.1: Ejemplos de equipos termosifón sobre cubierta inclinada.



Figura 5.2: Ejemplos de equipos termosifón sobre cubierta plana.



Figura 5.3: Ejemplos de equipos forzados sobre cubiertas inclinadas.

constituyentes de la envolvente de la edificación y de su composición arquitectónica. En las figuras 5.1, 5.2 y 5.3 se muestran ejemplos de integraciones arquitectónicas de varios tipos de sistemas.

Al objeto de este manual lo importante es que el RTI tenga la capacidad de definir cuando es necesario que intervenga un arquitecto para que resulte la mejor integración posible aunque la integración arquitectónica no se haya planteado desde las primeras fases del diseño. De esa forma será más fácil resolver el impacto de la estética del SST, la posible adaptación con el estilo arquitectónico, la alineación con los ejes principales, la continuidad de volúmenes y otros. Sobre edificios existentes, las soluciones integradas suelen ser más complicadas de implantar, salvo que coincida que exista una superficie disponible y orientada al Norte que admita la instalación de colectores.

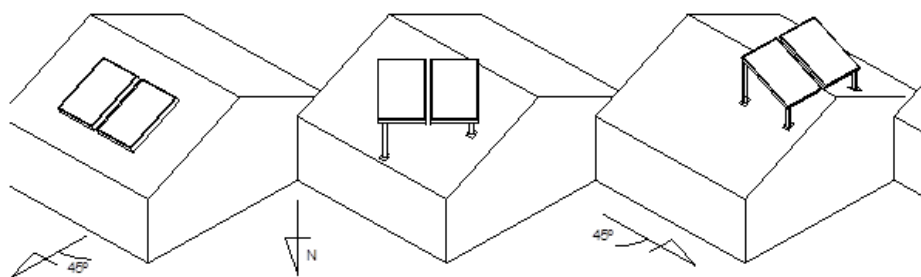


Figura 5.4: Posibilidades de integración utilizando el margen de  $\pm 45^\circ$  sobre la orientación óptima.

### 5.1.2 Orientación, inclinación y sombras

Es evidente que si la superficie de captación de un equipo no está expuesta a la máxima insolación posible no cumplirá los objetivos previstos por lo que hay que cuidar tanto el lugar y la forma de implantación. Como no siempre puede ser objetivo único el obtener la máxima insolación a costa de otros factores, es importante evaluar, cuando no se puedan conseguir las mejores condiciones, las ventajas y desventajas de cada situación. La orientación, inclinación y las sombras son los factores cuya cuantificación aportan criterios suficientes a este respecto [ASIT, 2010].

Como criterio general, la mejor orientación para los colectores solares es el Norte geográfico. Sin embargo, las desviaciones, incluso hasta  $\pm 45^\circ$ , respecto del Norte geográfico no afectan significativamente a las prestaciones de la instalación. No obstante, debería evaluarse la disminución de prestaciones en cada caso y, siempre, analizar cómo afecta esa disminución estacionalmente. Aunque depende de la localización geográfica, la evaluación de la radiación disponible para distintas orientaciones e inclinaciones siempre debe realizarse para observar cómo afectan ambas desviaciones sobre los valores máximos. Utilizando dicho margen, en la Fig 5.4 se ilustran algunas alternativas para lograr una integración arquitectónica de los colectores solares.

Para cada caso debería estudiarse y justificarse la inclinación óptima de los colectores aunque, en primera aproximación, la inclinación de colectores respecto al plano horizontal se puede estimar con los siguientes criterios:

1. En instalaciones de uso anual constante: la latitud geográfica.
2. En instalaciones de uso estival: la latitud geográfica menos  $10^\circ$
3. En instalaciones de uso invernal: la latitud geográfica mas  $10^\circ$

Sobre los valores anteriores se pueden admitir desviaciones de  $\pm 15^\circ$ .

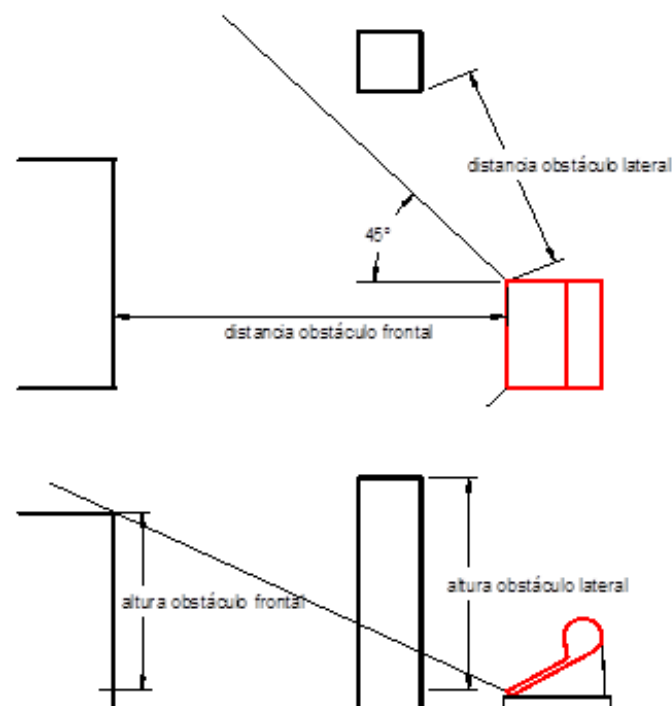


Figura 5.5: Planta y alzado de obstáculos frontal y lateral de un SST.

En cualquier caso y con cualquier distribución anual del consumo, la optimización de las prestaciones energéticas debería realizarse examinando la sensibilidad de las mismas a variaciones de la orientación e inclinación.

La localización de los colectores se debe definir de forma que se eviten tanto las sombras alejadas (de otras edificaciones) como las cercanas a la misma vivienda u obstáculos puntuales (extractores, chimeneas, entre otros) así como las predecibles en el futuro (nuevos edificios o crecimiento de árboles).

La comprobación más sencilla para ver que no existen problemas de sombras es analizar que la posición de los obstáculos en relación con los colectores cumplirán los requisitos geométricos que se especifican a continuación para sombras frontales y laterales (ver Fig. 5.5):

- Para las sombras frontales (obstáculos que en planta forman un ángulo con el Norte inferior o igual a  $45^\circ$ ), se establece que la distancia  $d$  entre la parte baja y anterior del colector y un obstáculo frontal, que pueda producir sombras sobre la misma será superior al valor obtenido por la expresión  $d = (1.5) \times h$ , donde  $h$  es la altura relativa del obstáculo en relación con la parte baja y anterior del colector.
- Para las sombras laterales (obstáculos que en planta forman un ángulo

con el Sur superior a  $45^\circ$ ) la distancia  $d$  entre el colector y los obstáculos laterales que puedan producir sombras sobre la instalación será superior al valor obtenido por la expresión:  $d = (0.5) \times h$  donde  $h$  es la altura del obstáculo.

Cuando las proyecciones de sombra sobre el equipo no cumplan los requisitos anteriores se realizará un estudio más detallado y se informará al usuario de la reducción de prestaciones de la instalación debido a las sombras que pueden producirse y obtener su conformidad y aceptación.

### 5.1.3 Soluciones estructurales

El equipo solar es suministrado con una estructura soporte diseñada y calculada por el fabricante para soportar y cumplir todos los requisitos establecidos en la normativa vigente y tendrá en cuenta todas las acciones (peso, viento, granizo, etc.) a las que pueda estar sometida; todas estas condiciones deben ser conocidas; el propio diseño de la estructura define las condiciones que deben cumplirse para apoyar y sujetar correctamente el equipo.

Para las opciones de emplazamiento deberá comprobarse que el apoyo de la estructura es apto para soportar las cargas que el sistema de captación puede generar y deben considerarse tanto las que puedan producirse durante el montaje como durante el funcionamiento normal y en las operaciones de mantenimiento.

Es fundamental que el lugar de emplazamiento soporte los esfuerzos que transmita el equipo de forma que quede garantizado tanto la rigidez estructural del equipo como del lugar donde se apoya. En caso de duda, debe consultarse con un profesional competente en seguridad estructural que podrá evaluar y certificar, si fuera necesario, las resistencias de los elementos y la viabilidad del montaje.

Normalmente, para cada equipo el fabricante dispone de uno o varios diseños de estructura adaptados a cubiertas planas o inclinadas que facilita el apoyo y la sujeción del colector a la vivienda. En algunos casos es necesario diseñar una estructura base que sujeta la estructura del equipo a la estructura de la vivienda.

Todos los materiales de la estructura soporte se deben proteger contra la acción de los agentes ambientales, especialmente contra el efecto de la radiación solar y la acción combinada del aire y el agua. En particular, las estructuras de acero deben protegerse mediante galvanizado por inmersión en caliente, pinturas orgánicas de cinc o tratamientos anticorrosivos equivalentes. La realización de taladrados o perforaciones en la estructura se deberá llevar a cabo antes de proceder al galvanizado o protección de la estructura, nunca en terreno. Los pernos, tornillos, fijaciones y piezas auxiliares deberían estar protegidas por galvanizado o cincado, o bien serán de acero inoxidable.

### 5.1.4 Equipo auxiliar y su acoplamiento al SST

El equipo que realiza el aporte de energía auxiliar al SST puede ser:

- Instantáneo: calefón, calentador eléctrico o caldera mixta.
- Con acumulación: termo-eléctrico o acumulador con caldera.
- Incorporado en el acumulador solar: deben tomarse precauciones especiales cuando se utilice esta solución para que no perjudique la eficiencia global del conjunto.

Cuando el equipo auxiliar es externo al SST, el conexionado en el circuito de consumo debe ser siempre en serie de forma que el agua fría entre primero en el acumulador solar, después pase precalentada al sistema auxiliar y de éste a los puntos de consumo.

Se deben tomar medidas para proteger al equipo auxiliar si no soporta la temperatura de salida del SST y para impedir que lleguen a los puntos de consumo temperaturas superiores a 60 °C para evitar quemaduras de los usuarios. Se pueden utilizar los esquemas indicados a continuación sabiendo que, aunque se representen equipos termosifón, las soluciones son similares para los acumuladores solares de los equipos forzados:

1. Con válvula mezcladora termostática a la salida del sistema auxiliar para protección del usuario si el equipo auxiliar soporta la temperatura caliente del equipo solar (ver Fig. 5.6).
2. Con válvula mezcladora termostática a la salida del equipo solar para limitar la temperatura que entra en el auxiliar; si esta temperatura o la de salida del auxiliar fuera superior a 60 °C sería necesario utilizar, además, la válvula mezcladora en la salida a consumo (ver Fig. 5.7).
3. Con válvula diversora que se utiliza como bypass al equipo auxiliar cuando éste no admite la entrada de agua caliente a cualquier temperatura. Esta válvula evita que el agua del equipo solar entre en el sistema auxiliar cuando la temperatura es superior a su valor de consigna (ver Fig. 5.8).

En los esquemas anteriores, la última válvula mezcladora en el punto de consumo representa el grifo que manipula el usuario para establecer la temperatura de uso que requiera. En casos excepcionales, que posteriormente se describen, puede ser necesario utilizar la conexión en paralelo entre el SST y el equipo auxiliar; en ese caso los esquemas pueden ser:

1. Si el equipo auxiliar no requiere válvula termostática mezcladora se debe montar exclusivamente la del SST (ver Fig. 5.9).
2. Si el equipo auxiliar requiere válvula termostática mezcladora se debe montar en la salida a consumo y opcional y adicionalmente se podría montar otra en el SST (ver Fig. 5.10).



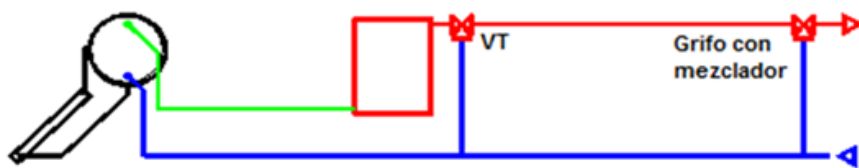


Figura 5.6: SST con válvula mezcladora termostática a la salida del sistema auxiliar.

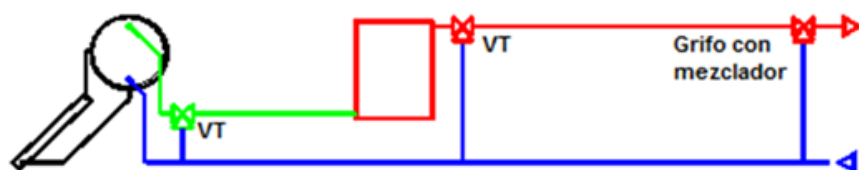


Figura 5.7: SST con válvula mezcladora termostática a la salida del equipo solar.

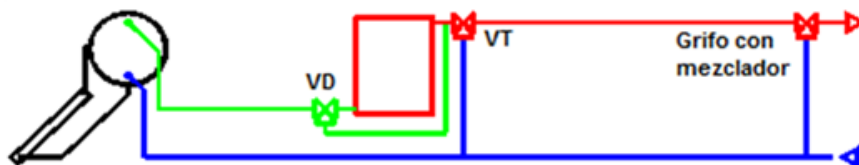


Figura 5.8: SST con válvula diversora que se utiliza como bypass.

Un factor importante a considerar es el recorrido desde el acumulador solar al equipo auxiliar y desde éste a los puntos de consumo de forma que si no son largos y el sistema de apoyo permite la conexión en serie, siempre se debe utilizar conectado en serie con el sistema de apoyo. Pero si los recorridos son excesivamente largos (superiores a 12-15 metros) o el sistema de apoyo no permite la conexión en serie, se puede utilizar el conexionado en paralelo con el sistema de apoyo y seleccionar un punto de conexión, con diámetro suficiente, que permita minimizar recorridos. Dicha situación se ilustra en la Fig. 5.11.

Cuando el sistema de apoyo se conecte en paralelo, además de que la conmutación de sistemas debe ser muy simple, se recomienda instalar un termómetro indicador de la temperatura del acumulador solar fácilmente visible y accesible por el usuario o un termostato para realizar la conmutación automática.

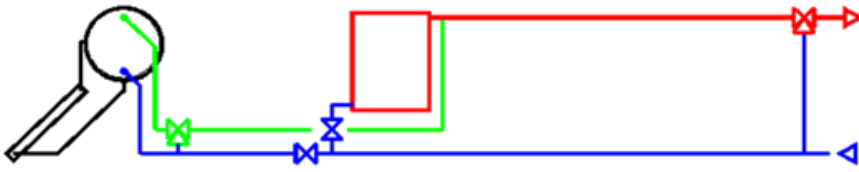


Figura 5.9: Conexión del SST si el equipo auxiliar no requiere válvula termostática.

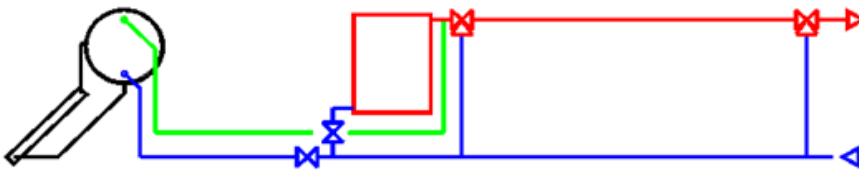


Figura 5.10: Conexión del SST si el equipo auxiliar requiere válvula termostática.

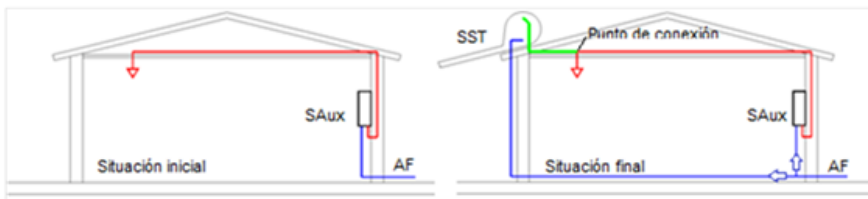


Figura 5.11: Conexión en paralelo del sistema de apoyo.

En cualquiera de los casos, siempre hay que realizar el acoplamiento del SST al equipo auxiliar de la forma más sencilla e inmediata posible y no tiene ningún sentido implementar soluciones muy complicadas ya que el usuario sólo requiere ACS. Hay algunos fabricantes que tienen bien resuelto este conecionado con sistemas expresamente diseñados para este uso que suelen ser de fácil montaje y manipulación.

### 5.1.5 Otros factores para la conexión del SST

Es necesario confirmar que la presión y el caudal disponibles, así como la sección de cañería, son suficientes para el servicio que se quiere dar. En algunos casos, una excesiva presión disponible puede exigir el uso de reductores de presión o circuitos indirectos.

La cañería de salida de ACS del SST debe ser de cobre o acero inoxidable

debido a que las temperaturas pueden ser superiores a 90–95 °C, después de la válvula mezcladora termostática se pueden utilizar cañerías de materiales plásticos adecuadas a las temperaturas y presiones de servicio (PB, PVC-C, PE-X, PP, PE-RT).

Todas las cañerías por las que circule agua caliente deben estar térmicamente aisladas y es muy importante la protección mecánica y frente a las condiciones exteriores del aislamiento térmico.

Los diámetros de cañerías de conexión del SST deben ser los ajustados a cada caso ya que:

- Si están sobredimensionados producen, en primer lugar, un mayor consumo de agua y energía en la apertura y cierre y, en segundo lugar, mayores pérdidas térmicas al aumentar la superficie exterior de la cañería.
- Si están subdimensionados pueden reducir significativamente el caudal disponible o aumentar la pérdida de carga lo que producir diferencia de presiones en el punto de consumo en relación con el circuito de agua fría.

La dilatación del agua en los acumuladores de los circuitos de consumo puede producir un aumento de presión que debe ser evitado usando estanques de expansión junto a la válvula de seguridad correspondiente. En algunos casos se utilizan válvulas combinadas de presión y temperatura pero no son recomendables sobre todo si pueden funcionar a menudo y si la calidad del agua puede favorecer su deterioro u obstrucción.

Si se quiere controlar el consumo de agua caliente o la energía solar aportada por el SST es necesario instalar, respectivamente, un caudalímetro o un contador de energía térmica; en ambos casos se recomienda instalar el medidor de caudal en la acometida de agua fría y contabilizar la energía midiendo la temperatura caliente después de la válvula mezcladora ya que esa situación proporciona mayor estabilidad en las temperaturas.

En las viviendas existentes que dispongan de sistema de recirculación de ACS es importante analizar la importancia de las distancias y las pérdidas térmicas y ver las posibles soluciones para anular o reducir su funcionamiento.

Interesa informar y asesorar al usuario de las diversas opciones que pueda disponer tanto de equipos como de instalación: sistema auxiliar modulante y específico para energía solar, bypass para conectar el sistema auxiliar, filtro del agua en la acometida, termómetros digitales fácilmente accesibles para conocer la temperatura del acumulador solar, contadores de horas para control de funcionamiento de bomba o de sistema auxiliar y otros.

Deben definirse los desagües y la red de saneamiento que se utilizarán para la evacuación de fluido o agua que pueda salir del circuito: válvulas de vaciado, escapes conducidos, sistemas de purga, entre otros. Incluso prever vaciados y fugas del acumulador o de circuitos en interior

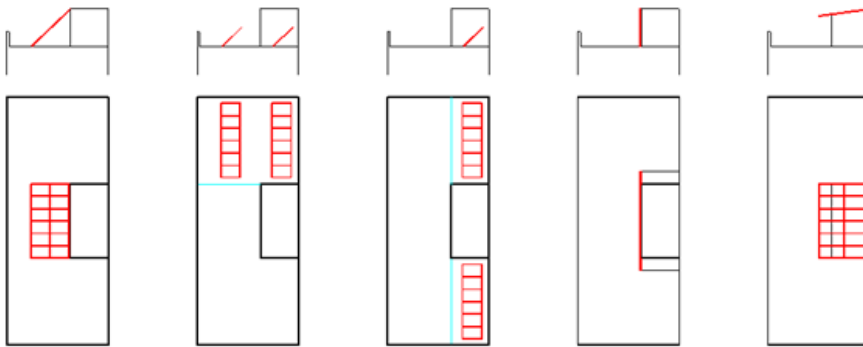


Figura 5.12: Estudio de soluciones alternativas para el sistema de captación.

Por último, resaltar la importancia de controlar todos los aspectos relativos a la seguridad tanto del RTI como del usuario y de terceros. Para ello hay que recordar:

- Seguridad laboral durante el montaje.
- Seguridad estructural de todo el SST.
- Protección frente a elevadas temperaturas del equipo evitando cualquier tipo de contacto con el mismo evitando la accesibilidad de personas no técnicas.
- Protección frente a elevadas temperaturas de fluido, utilizando tanto las válvulas mezcladoras en circuitos como los escapes conducidos de todas las válvulas que puedan expulsar fluido al exterior.

## 5.2 Incorporación de grandes instalaciones

### 5.2.1 Sistema de captación

El sistema de captación debe ubicarse en un lugar soleado, accesible e integrado con el resto de elementos constructivos. Cuando no hay una opción clara, debe buscarse una solución de compromiso. La ubicación del campo de colectores debe decidirse, después de seleccionar el modelo de colector solar, y una vez se ha determinado, por lo menos de forma aproximada, el número de colectores solares de forma que se pueda organizar un campo de colectores con una distribución homogénea, equilibrada y coherente con el resto de la edificación. Un ejemplo de distintas opciones de ubicación puede verse en la Fig. 5.12.

Las soluciones constructivas que se definan deben ser compatibles con el resto de usos (sistemas de aire acondicionado, antenas, etc.) y deben dejar re-



Figura 5.13: Ejemplos de colectores solares en cubierta plana visitable.

sueitas el resto de condicionantes de diseño. Es importante analizar las condiciones de protección y seguridad así como los requisitos de mantenimiento que debe reunir el sistema de captación.

Se analizan, a continuación, los condicionantes de la ubicación en cubierta que son las más habituales, así como los relativos a ubicación en fachada o en otros elementos cercanos en el entorno de la edificación.

### En cubierta

Las soluciones en cubierta son las más utilizadas dadas las condiciones de insolación que habitualmente ofrecen. En muchos casos las cubiertas no tienen otro uso que cerrar la edificación para proteger de las condiciones exteriores pero, en otras ocasiones, pueden tener diversos usos que hay que compatibilizar.

#### A. Cubierta plana (ver Fig. 5.13)

Desde el punto de vista del campo de colectores, las soluciones más sencillas, accesibles, fáciles de instalar y de mantener son las que se realizan en cubiertas planas y visitables. En estos casos las soluciones constructivas casi siempre deben ser de configuración horizontal para no crear nuevos volúmenes al edificio.

En algunos casos las exigencias arquitectónicas, relativas a no superar determinadas alturas, requieren el uso de colectores de diseño horizontal o utilizar sistemas con muy poca inclinación.

Cuando se quiere evitar que los colectores solares ocupen espacios en la planta del nivel de cubierta, para que queden liberados para otros usos, se pueden utilizar las pérgolas como elementos soportes de los colectores; en este caso el acceso para mantenimiento puede ser más complicado y habrá que tomar en consideración el problema de las condensaciones de colectores y estructura que puede producir goteos de agua indeseados.



Figura 5.14: Ejemplos de colectores en cubiertas inclinadas.

La ubicación y distribución del campo de colectores debe tener siempre en cuenta el resto de elementos de cubierta con los que puede interferir (condensadores de climatización, shunts de ventilación, chimeneas, antenas, etc.) así como compatibilizarlo con otros posibles usos de la cubierta.

Cuando la cubierta disponga de elementos constructivos (escaleras de acceso a cubierta o similares) que permitan acoplar fácilmente el sistema de captación al volumen de la edificación, se deben intentar utilizar para que las soluciones estén más integradas.

### B. Cubierta inclinada (ver Fig. 5.14)

En el caso de cubiertas inclinadas, las soluciones constructivas son más complicadas por los requisitos mutuos que se le requieren a la cubierta y a la instalación. Desde el punto de vista de impacto visual son soluciones más comprometidas porque todos los elementos están más expuestos y visibles.

Los sistemas de captación sobre cubiertas inclinadas normalmente son menos accesibles que los de cubierta plana y deben diseñarse de forma que se faciliten las condiciones de mantenimiento más habituales: con las actuaciones de los sistemas de purga prolongadas hasta lugares de más fácil acceso y las válvulas de seguridad de baterías eliminadas en la cubierta o sus desagües conducidos a sitios donde se puedan controlar.

### En fachada

Las fachadas de los edificios tienen que ofrecer en primer lugar, las condiciones de orientación y de exposición al Sol mínimas que permitan garantizar unas condiciones de funcionamiento adecuadas para la instalación. En tramas urbanas suele ser más complicado encontrar estos condicionantes resueltos y por ello las soluciones en fachada son menos numerosas.

Por otro lado, el diseño de la edificación suele imponer márgenes muy restrictivos a la inclinación de los colectores solares ya que las soluciones de



Figura 5.15: Ejemplos de colectores solares en el terreno.

fachada siempre son visibles y, por tanto, requieren una cuidadosa solución estética.

Por último, es importante tener en cuenta los límites de inclinación que tienen los colectores solares planos, normalmente impuestos por el fabricante, para garantizar el correcto funcionamiento mecánico y la durabilidad de los mismos.

### En otros elementos

En algunas ocasiones se encuentran soluciones distintas a la cubierta o a las fachadas como pueden ser construcciones destinadas a espacios comunes u otros usos de la edificación o incluso sobre el terreno en zonas no urbanas. Algunos ejemplos se pueden encontrar en la Fig. 5.15.

En otros casos se pueden realizar estructuras exentas que pueden utilizarse como cubiertas de aparcamientos o usos similares.

### Espacios ocupados por el recinto de colectores

Los colectores solares y determinados componentes del circuito primario pueden alcanzar temperaturas muy elevadas y, por tanto, se debe proteger a cualquier persona no especialista para que no pueda acceder con facilidad a ellos; podría haber un accidente por quemaduras. Además suele haber válvulas de seguridad, de corte, entre otras, que se debe evitar sea manipulada por terceros no autorizados.

Es necesario, por tanto, que esas partes no estén accesibles y lo mejor es confinar el campo de colectores en un recinto no accesible al público en general, sino solo al servicio de mantenimiento especializado.

En muchas ocasiones, esto es evidente como en el caso de los colectores instalados en una cubierta inaccesible o en una cubierta plana con acceso restringido.



Figura 5.16: Ejemplos de sistemas de acumulación en espacios interiores.

En otros casos, es necesario incorporar como elemento de seguridad y protección de las personas una valla o protección que separe el campo de colectores de las zonas de libre circulación.

### 5.2.2 Sistema de acumulación

#### Ubicación

Si su tamaño lo permite, los acumuladores centralizados se pueden ubicar en la edificación, bien en cubierta o en las plantas baja o sótano (ver Fig. 5.16), y otras veces se sitúan al exterior, normalmente, en los niveles de planta baja.

Como suele ser significativo el peso de los acumuladores, su toma en consideración, muchas veces y sobre todo en edificios existentes, condiciona o define la ubicación de los mismos.

La ubicación del sistema de acumulación es la que directamente decide la forma de realizar el trazado de tuberías, ya que es un sistema que siempre se encuentra intercalado en los circuitos entre el sistema de captación y el de apoyo.

#### A. En cubierta

Si los sistemas de captación y de apoyo van en cubierta, lo más sencillo, aunque no siempre posible, es buscar la implantación de la acumulación en cubierta. De esta forma, se reducen los circuitos hidráulicos ya que evitan los trazados verticales. Por el contrario, exige prever espacio para todos los equipos y resolver la sobrecarga del acumulador en cubierta.

Para resolver esta situación en edificios existentes, si el tamaño de los acumuladores lo permite, procede una descomposición del volumen total para distribuir las cargas sobre cubiertas o realizar una estructura que reparta las cargas sobre forjados o, mejor, que las transmita directamente a pilares.





Figura 5.17: Ejemplos de acumuladores situados en el exterior de edificios.

En nuevos edificios, siempre que haya previsión de zonas para instalaciones, no suele ser problema constituir un espacio, mejor interior, para ubicar los acumuladores.

### B. En plantas bajas

La mayor ventaja de la ubicación del sistema de acumulación en plantas bajas es que, normalmente, simplifica el reparto de cargas en la edificación o directamente al terreno.

Si se ubican en el interior de la edificación, tanto los acumuladores como el resto de equipos y circuitos tienen menos pérdidas térmicas y quedan protegidos de las condiciones ambientales exteriores.

Cuando no es posible ubicar los acumuladores en la edificación, si el entorno del mismo lo permite, se puede ubicar el sistema de acumulación en el exterior del mismo apoyándolo sobre el terreno o en cualquier edificación anexa. Un ejemplo de esta ubicación puede encontrarse en la Fig. 5.17. En estos casos, el problema del peso habrá que solucionarlo realizando una bancada, normalmente de hormigón, que distribuya las cargas sobre el terreno.

### Organización y distribución

Cuando los acumuladores se ubican en el interior de la edificación, suele ser crítica la altura libre disponible para la selección de los acumuladores teniendo en cuenta, además, que hay que dejar los espacios necesarios para su conexión y mantenimiento.

Para organizar la distribución del espacio disponible, se deben atender a los siguientes criterios:

- Dimensiones de acumuladores y distancias mínimas necesarias.
- Previsiones sobre la forma de traslado tanto para montaje como para un eventual desmontaje o sustitución, así como los accesos disponibles para las personas.

- Espacios necesarios para sistemas y componentes accesorios que puedan ir en la misma sala (intercambiador, bombas, expansión, cuadro eléctrico, etc.).

La gran variedad de salas de acumulación que se pueden configurar en una instalación solar van desde simples espacios para ubicar los acumuladores pasando por salas donde, además de los acumuladores, están los intercambiadores, bombas, cuadro eléctrico, etc. y hasta centrales térmicas donde se instalan las calderas de apoyo. Siempre deben ser consideradas como zonas técnicas sólo accesibles a personal especializado.

### 5.2.3 Trazados de canalizaciones

Independientemente de la configuración utilizada, siempre es necesario conectar el sistema de captación, a través de los sistemas de intercambio y de acumulación, con los sistemas de apoyo y éstos con las instalaciones consumidoras. Para la organización de los trazados desde colectores solares a cada uno de los puntos de consumo, hay que resolver tanto los circuitos horizontales de cubierta como los circuitos verticales en la edificación.

El circuito hidráulico de cubierta que conecta todas las baterías de colectores, como ya se describió en el capítulo 4, debe respetar los ejes principales de la edificación y del campo de colectores y tendrá un diseño que garantice una distribución equilibrada de los caudales por todos los colectores del campo y la minimización de las pérdidas térmicas asociadas a la circulación del fluido.

Los circuitos verticales normalmente discurren por los huecos de espacios comunes destinados a todos los tipos de instalaciones mecánicas (acometidas de agua fría, calefacción, contra incendios, etc.) o por verticales específicas.

En el caso de que las verticales vayan a ser circuitos ocultos y no fácilmente registrables, es importante establecer los criterios de control de calidad de la ejecución, incluyendo pruebas de estanqueidad, revisión acabados, etc. para garantizar su correcto funcionamiento posterior.

A los efectos de disminuir los costos de instalación y reducir las pérdidas térmicas, es importante buscar los recorridos más cortos. También son destacables las previsiones de espacios y los procedimientos de trabajo que se deben prever para el correcto mantenimiento de las instalaciones.

### 5.2.4 El sistema auxiliar y su acoplamiento al SST

#### El sistema auxiliar

Las instalaciones de energía solar dispondrán de un sistema auxiliar que, alimentado por otra fuente de energía, permita asegurar la continuidad en el suministro de ACS.

El diseño de los sistemas de energía auxiliar no es objeto de este Manual, pero se toma en consideración, dado que un mal diseño o un inadecuado funcionamiento del mismo puede tener efectos muy perjudiciales en las prestaciones de la instalación solar.

La configuración del sistema auxiliar podrá ser cualquiera de las utilizadas en los sistemas convencionales de preparación de ACS: con acumulación o instantáneo.

El sistema de aporte de energía auxiliar siempre dispondrá de un termostato de control sobre la temperatura de preparación que, respetando la normativa vigente que le sea de aplicación, se debe encontrar tarado al menor valor posible.

Las condiciones de salida de la parte solar son las de entrada del sistema auxiliar y dependen de la configuración elegida, del sistema de control y, naturalmente, de las condiciones meteorológicas y de consumo.

Se deberá comprobar que el sistema auxiliar soporta la temperatura de salida del SST, que será variable entre la temperatura de red y un valor máximo que puede estar definido por:

- La que alcanza el acumulador solar sin ningún tipo de limitación.
- La que establece como límite en el acumulador solar, parando el proceso de calentamiento solar.
- La regulada en una válvula mezcladora instalada a la salida del acumulador solar.

Como ya se ha indicado, tanto la limitación como la mezcla a la salida afectan negativamente el funcionamiento de la instalación solar. Independientemente de la temperatura de salida del SST, el sistema auxiliar deberá ser capaz de abastecer la demanda de agua caliente.

El caudal y la temperatura de distribución de agua caliente, a la salida del sistema auxiliar, debería mantenerse en los niveles de confort fijados, aunque varíe el caudal y/o la temperatura de entrada del agua procedente del sistema solar.

La energía térmica aportada por la caldera debería modularse en función de la temperatura de entrada de agua procedente de el SST, de forma que el rendimiento del sistema auxiliar no esté excesivamente perjudicado por el funcionamiento a carga parcial.

Cuando la instalación solar dispone de temperatura superior a la de diseño, podría alimentar directamente al consumo; pero al atravesar el sistema auxiliar (normalmente de instalaciones existentes) se enfría y se está introduciendo un rendimiento adicional que habría que conocerlo o limitarlo.

El funcionamiento del sistema auxiliar no debe perjudicar el funcionamiento de la instalación solar, de forma que se garantice que el aporte solar se traduzca en un ahorro efectivo de energía auxiliar y de emisiones de CO<sub>2</sub> al ambiente.

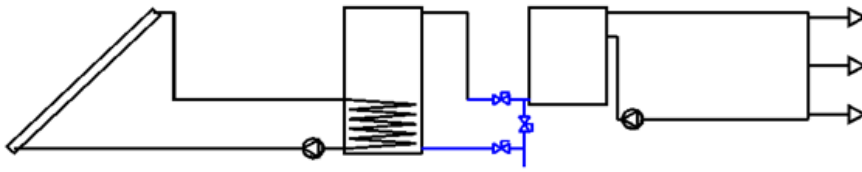


Figura 5.18: Instalación con bypass en la conexión al sistema auxiliar.

Las condiciones de conexión a una instalación solar no deberían afectar la durabilidad del sistema auxiliar. Se analizarán los posibles efectos como, por ejemplo, que los ciclos de temperatura de la instalación solar afectan el envejecimiento de plásticos o que el calentamiento previo de la instalación solar hace que disminuyan los depósitos calcáreos en el sistema auxiliar.

Aunque el sistema auxiliar no forma parte del SST, su diseño, su forma de alimentación al consumo y su acoplamiento a la instalación solar puede afectar al funcionamiento del SST. Es necesario conocer las situaciones que se pueden presentar y las soluciones que se deben adoptar.

#### Acoplamiento del sistema auxiliar

El acoplamiento del sistema auxiliar al SST deberá realizarse conforme a los criterios establecidos a continuación y de forma que se garanticen las condiciones de funcionamiento previstas.

##### A. Bypass de conexión (ver Fig. 5.18)

En todas las instalaciones, pero sobre todo en instalaciones existentes para mantener la fiabilidad del sistema de producción de ACS, es importante que se prevea la posibilidad de aislar hidráulica y completamente la instalación solar y que la instalación auxiliar pueda funcionar sin ninguna interferencia de la instalación solar. De esta forma, toda el SST puede ser sometido a cualquier operación de mantenimiento sin interrumpir el suministro de ACS.

##### B. Limitación de la temperatura de salida del acumulador solar (ver Fig. 5.19)

Puede ocurrir que determinados sistemas de apoyo no soporten temperaturas de entrada elevadas (por ejemplo, por la temperatura máxima del tratamiento interior de acumuladores o por algún componente del circuito de alimentación). Entonces deben tomarse medidas preventivas para limitar la temperatura de suministro solar; puede utilizarse una limitación de la temperatura máxima del acumulador solar o una válvula mezcladora a la salida de la acumulación solar. Debe observarse que esta situación afecta negativamente al funcionamiento de la instalación solar.

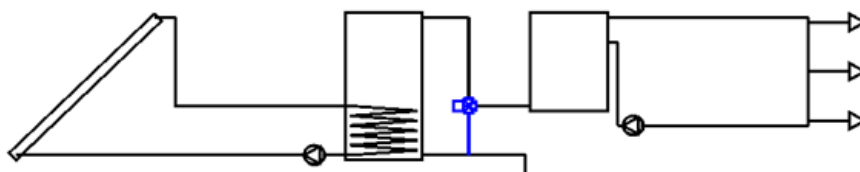


Figura 5.19: Instalación solar con válvula mezcladora a la salida.

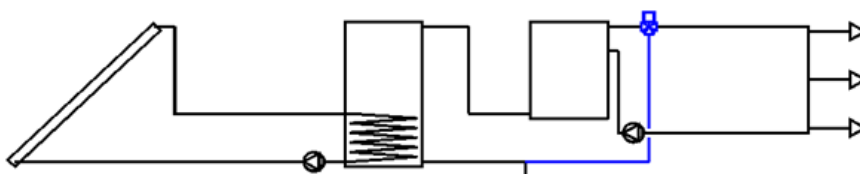


Figura 5.20: Instalación con válvula mezcladora a la salida del sistema auxiliar.

C. Limitación de la temperatura de distribución (ver Fig. 5.20)

Si el sistema convencional de ACS no dispone de un sistema de control que limite la temperatura de distribución por debajo de  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$  con una válvula mezcladora a la salida, es necesario considerar su uso si el sistema auxiliar puede ser alimentado desde la instalación solar con temperaturas superiores a  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

D. Retorno de la recirculación (ver Fig. 5.21)

El circuito de recirculación de la instalación interior de la edificación siempre debe retornar al sistema auxiliar pero, en determinadas situaciones, puede ocurrir que el retorno pueda estar más frío que el acumulador solar e interese aprovechar la instalación solar para que la entrada al apoyo sea del acumulador solar y no la del retorno. En este caso, la solución es disponer una válvula de tres vías que normalmente estará en posición de alimentar al sistema auxiliar pero cuando la temperatura de retorno sea inferior a la de la parte alta del acumulador dispondrá la recirculación sobre el acumulador solar y aprovechará la mayor temperatura de éste.

E. Bomba de trasvase (ver Fig. 5.22)

En algunas instalaciones con una gran variación del consumo (normalmente sucede en algunos hoteles o residencias con grandes cambios de ocupación) puede ocurrir que, cuando el consumo es muy bajo, el sistema auxiliar se esté continuamente enfriando debido al circuito de recirculación y, por el contrario, la acumulación solar alcance una temperatura elevada debido al bajo

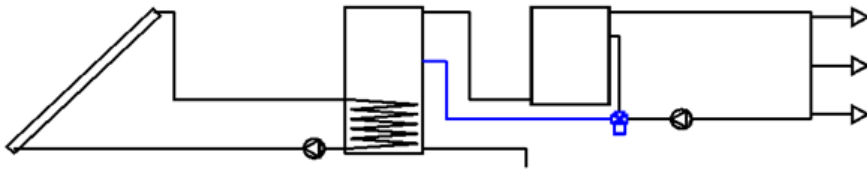


Figura 5.21: Instalación con válvula de 3 vías para el retorno de la recirculación.

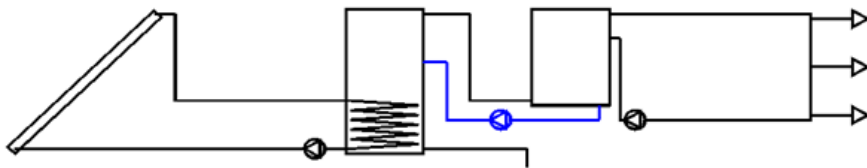


Figura 5.22: Instalación con bomba de trasvase.

consumo. En estos casos, se mejora la eficiencia de la instalación global si se utiliza la alternativa de retorno de la recirculación indicada anteriormente o se utiliza una bomba de trasvase entre el último acumulador solar y el sistema auxiliar con la estrategia de control de que funcione cuando la temperatura en el acumulador auxiliar sea inferior a la de la parte alta acumulador solar.

#### F. Tratamiento térmico

En las instalaciones que puedan requerir un tratamiento térmico (normalmente calentar todo el volumen de agua a temperatura mínima de 70 °C) se debe diseñar la instalación dejando prevista la conexión de todos los acumuladores con el sistema auxiliar para que puedan ser calentados por éste. Puede haber distintas soluciones:

Solución 1: Disponer una bomba de circulación para calentar el acumulador solar desde el acumulador auxiliar. Este circuito, además de disponer de una válvula de retención, funcionará y controlada por un termostato que garantice que está en funcionamiento hasta que se alcance la temperatura prevista (ver Fig. 5.23).

Solución 2: Intercalar, normalmente con actuación manual de válvulas, el acumulador solar en el circuito de calentamiento desde el intercambiador auxiliar de forma que se caliente tanto el acumulador auxiliar como el acumulador solar (ver Fig. 5.24).



# Diseño y dimensionado de componentes

Ing. Juan Carlos Martínez Escribano  
[juancarlosmartinezescribano@yahoo.es](mailto:juancarlosmartinezescribano@yahoo.es)  
*Ingeniero Consultor*

El diseño y dimensionado de componentes de un SST se refiere al proceso de definición completa de las características de los componentes, sistemas y circuitos que lo componen. El proceso es iterativo en el sentido que después de definir el SST y realizar el cálculo de prestaciones energéticas, puede ser necesario volver a redefinir, parcial o totalmente el SST hasta que se alcance la solución óptima para cubrir los objetivos que se hayan planteado.

Para el diseño del SST se parte del parámetro básico de dimensionado de la instalación que es el número de colectores solares y las características de los mismos, aunque algunas veces, para simplificar y en cálculos aproximados, se utiliza como parámetro el tamaño en metros cuadrados de superficie de apertura de colectores solares.

A partir de este dato se definen el número y tamaño de los acumuladores, se selecciona una configuración determinada, se seleccionan el resto de componentes y se realiza el resto del diseño en la forma que se indica en el presente capítulo.

## 6.1 Sistema de captación

El diseño del sistema de captación permite distribuir, en el lugar seleccionado y de forma segura, el número de colectores requerido de forma que no



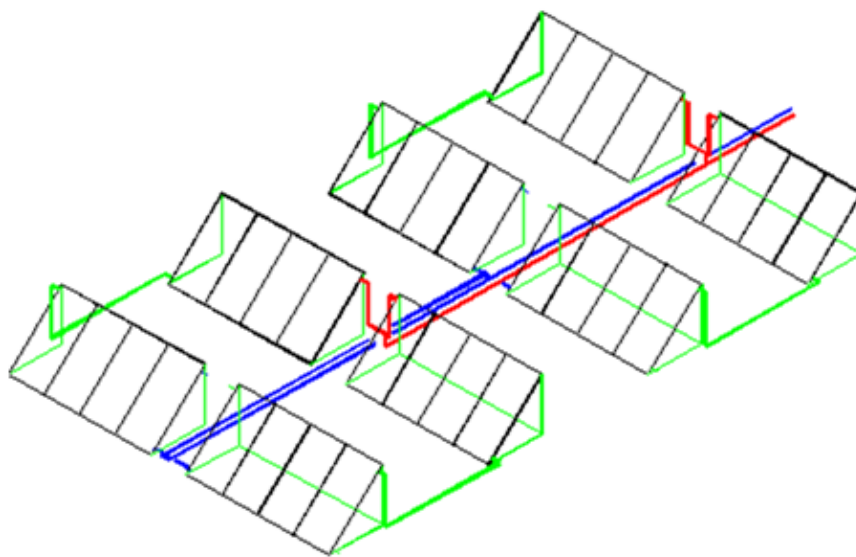


Figura 6.1: Campo de colectores con distribución homogénea.

estén afectados por las sombras, tanto de obstáculos como entre las diferentes filas de colectores. Todo lo relacionado a los posibles espacios donde se pueden ubicar, los efectos estructurales sobre la edificación y la seguridad del recinto de colectores, se han analizado en otros capítulos.

En este capítulo se analiza el diseño del sistema de captación, desde el punto de vista hidráulico y térmico, para que resulte un campo de colectores homogéneo y optimizado. De esta manera se consideran:

1. Criterios de diseño de la batería de colectores.
2. Conexión de baterías de colectores.
3. Agrupación y sectorización de baterías.
4. Trazado hidráulico del circuito primario.

### 6.1.1 El número de colectores solares

En una instalación solar de gran tamaño el número final de colectores debe resultar del proceso de diseñar un campo de colectores con baterías de igual tamaño y distribuidas de forma homogénea por el espacio disponible (ver Fig. 6.1).

No siempre es posible pero, en muchas ocasiones, es mejor renunciar a una parte del campo de colectores cuya instalación podría desajustar las baterías, complicar la instalación o desequilibrar los circuitos. En otras ocasiones, es

necesario instalar, por las mismas razones, algunos colectores adicionales a los inicialmente previstos.

No obstante, en función de las características del lugar de implantación, muchas veces es necesario renunciar a la posibilidad de hacer baterías iguales y se establece, de entrada, el criterio de diseñar un campo con distintos tamaños de baterías asumiendo, por lo tanto, que será necesario utilizar válvulas de equilibrado para ajustar los caudales en cada batería.

### 6.1.2 Baterías de colectores

En un sistema de captación grande, los colectores solares no se utilizan, normalmente, de manera individual sino integrados en baterías o bancos de 2 ó más colectores, que pasa a ser la unidad básica para definir el sistema de captación de una gran instalación.

La batería es un conjunto de colectores que, montados sobre una misma estructura, se comportan como un único colector cuya área de captación es la suma de la de todos los colectores que la componen y con un rendimiento equivalente calculado por la composición de los rendimientos de cada colector en función del tipo de conexionado y del caudal de diseño. Esta transformación a rendimiento equivalente normalmente viene implantada internamente en los métodos de cálculo. Las conexiones de las baterías con el exterior deben garantizar el equilibrado hidráulico.

Los colectores de una misma batería podrán estar conectados entre sí en paralelo, en serie o en forma mixta combinando ambos tipos de conexiones.

#### Conexión de colectores en paralelo

La característica principal de la conexión en paralelo de los colectores es que el caudal total de la batería se reparte entre los distintos colectores y, si el reparto es idéntico, todos los colectores trabajan con el mismo caudal y la temperatura de salida será la misma. Al dividirse el caudal, la pérdida de carga producida en cada colector es más reducida que si pasara todo el caudal por un colector. Para el correcto funcionamiento de esta batería lo más importante es lograr un flujo uniforme en todos los colectores. El riesgo que tiene este tipo de conexión es, por lo tanto, que los colectores trabajen con distinto caudal. El caso límite es que un colector deje de funcionar, lo cual es muy difícil de detectar, y se requeriría establecer un método de detección controlando las distintas temperaturas de funcionamiento.

La conexión de colectores en paralelo se puede realizar con un trazado de tuberías exterior a los mismos tanto de entrada como de salida o, cuando los colectores disponen de distribuidores con 4 conexiones exteriores, se puede utilizar el denominado “paralelo interno” en los que se utilizan los distribuidores como tuberías de reparto del flujo por todos los absorbedores. En las figuras

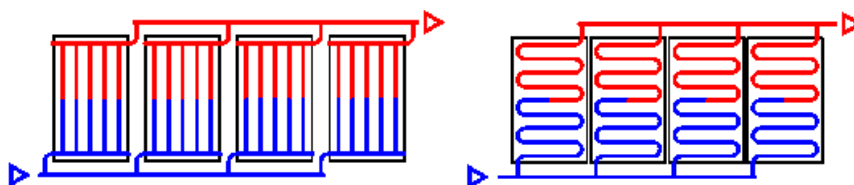


Figura 6.2: Conexión de colectores en paralelo en baterías con trazado externo.

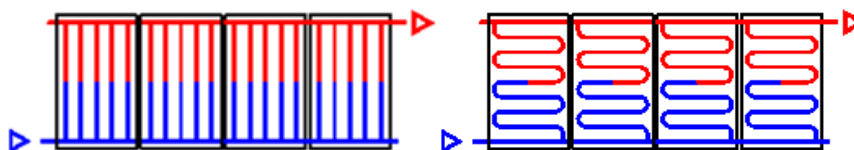


Figura 6.3: Conexión de colectores en baterías con paralelo interno.

6.2 y 6.3 se pueden apreciar las diferencias entre las dos formas de conexión de los colectores.

La gran ventaja del paralelo interno es el importante ahorro en tuberías exteriores que, a la vez, evita importantes pérdidas térmicas de la instalación.

La precaución que hay que tener con el conexionado interno es la distribución de flujos o equilibrio hidráulico y, para ello, el fabricante del colector debe definir el número de colectores que pueden componer una batería y debe establecer los límites correspondientes a los caudales que se pueden utilizar y las pérdidas de carga que se producen.

### Conexión de colectores en serie

La característica principal de la conexión en serie de los colectores en una batería, es que el fluido recorre todos los colectores conectados de la serie, de forma que el flujo total es el que recorre cada colector (ver Fig. 6.4). Sin embargo entre más colectores en serie, el fluido recorre más distancia y por ende cada vez son mayores las pérdidas de carga. Un factor importante a considerar es que el rendimiento de los colectores de la serie va disminuyendo a medida que pasa el fluido de trabajo, ya que a entra cada vez a mayor temperatura.

#### 6.1.3 Conexionado de baterías de colectores

Las baterías del campo de colectores deberían tener el mismo número de colectores y deberían estar conectadas de la misma forma. Cuando no sea posible habrá que adoptar las medidas necesarias para que no haya diferencias

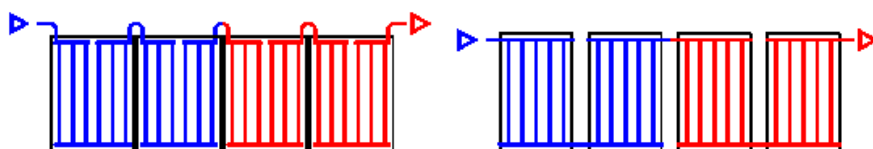


Figura 6.4: Conexión de colectores en serie para formar batería.

en la temperatura de salida de cada una de ellas. Para conseguir esto se suele admitir, con el uso de válvulas de balanceo, que las diferencias de caudales entre baterías sean inferiores al 5–10 %.

Independientemente del tipo de conexionado de los colectores en la batería, éstas también se pueden conectar, a su vez, en paralelo, en serie o en conexión mixta.

Las ventajas e inconvenientes de cada configuración son similares a las indicadas anteriormente para los colectores. La diferencia es que ahora se trabaja en la modulación con baterías.

#### Conexión de baterías en paralelo

El flujo se divide entre las distintas baterías y la precaución en el diseño es que circule el mismo caudal por cada batería. Para ello se pueden utilizar dos procedimientos: el equilibrado con válvulas o con retorno invertido.

##### A. Retorno directo con válvulas de balanceo (ver Fig. 6.5)

El conexionado en retorno directo consiste en que las distintas baterías están conectadas a una alimentación común y las salidas son conectadas de forma similar utilizando la menor longitud de tubería a una tubería principal de salida de flujo sin importar si los recorridos de los distintos flujos son desiguales. Naturalmente, si en el diseño no se hiciera nada más, resultarían determinados recorridos preferentes y otros penalizados y la distribución de caudales estaría totalmente descontrolada. En esta configuración, es necesario el uso de válvulas de balanceo hidráulico que producen una pérdida de carga adicional en los lazos que lo requieren para ajustar el caudal en todos ellos; en trazados irregulares hay que optimizar el diseño para que la pérdida de carga más desfavorable no sea elevada.

La gran ventaja de éste procedimiento de equilibrado es que, al reducirse al mínimo las longitudes de tubería también se reducen las pérdidas térmicas en el circuito. Dependiendo de los trazados, los menores costos de tuberías pueden compensar el sobre coste de las válvulas de equilibrado.

##### B. Retorno invertido y equilibrado (ver Fig. 6.6)

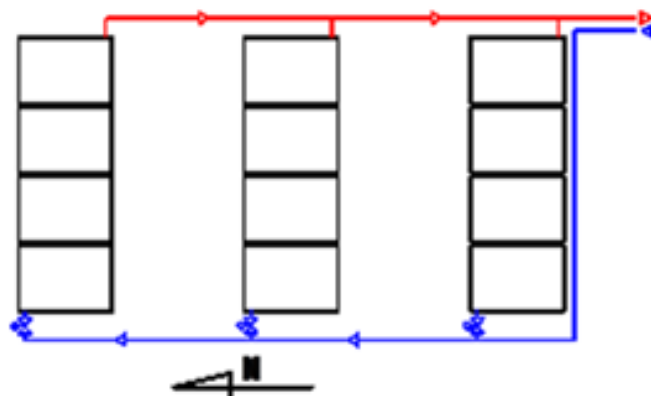


Figura 6.5: Conexión de baterías en paralelo con válvulas de equilibrado.

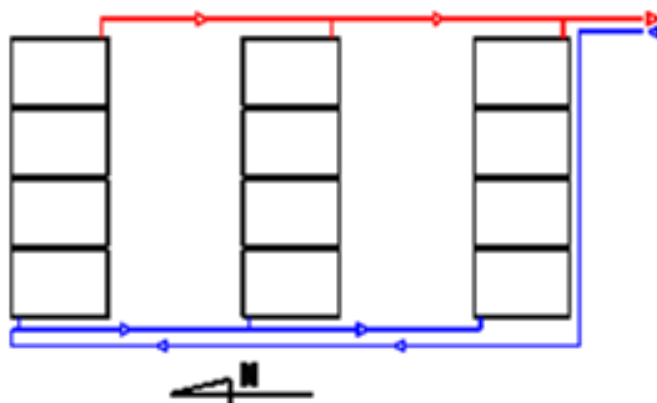


Figura 6.6: Conexión de baterías en paralelo con circuito invertido.

La configuración de tuberías de retorno invertido consiste en utilizar una tubería adicional en la alimentación común de forma que en el conexionado se igualen los recorridos y los flujos de todas las baterías. Es importante tener en cuenta que el correcto equilibrado requiere que los distintos lazos de los circuitos sean iguales pero no sólo sobre plano sino que sean ejecutados con las mismas piezas y accesorios. El aumento de la pérdida de carga está producido por la mayor longitud de la tubería de alimentación.

La mayor ventaja radica en la simplicidad del procedimiento siempre que se realice correctamente pero hay que optimizar los recorridos ya que el aumento de la longitud de tuberías introduce mayores pérdidas térmicas. Por eso se debe priorizar que el aumento de longitud sea en el lado frío del circuito.

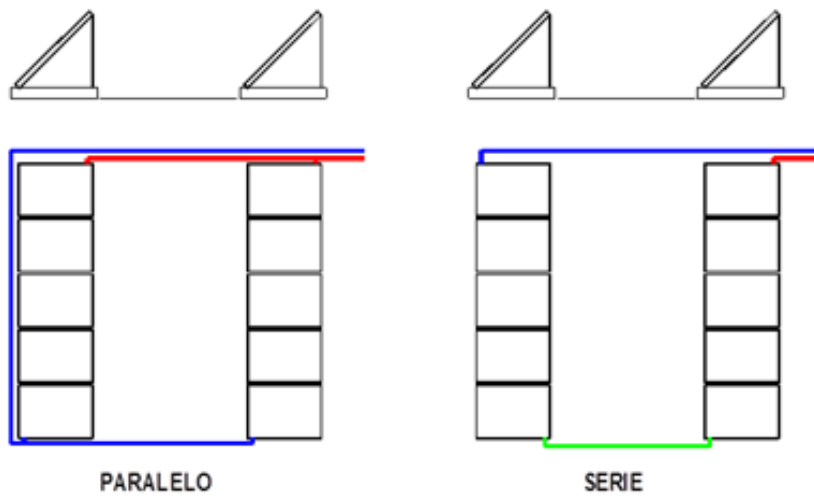


Figura 6.7: Comparación entre la conexión en serie y en paralelo de colectores solares.

#### Conexión de baterías en serie

El conexionado de baterías en serie normalmente se utiliza para simplificar y reducir el trazado hidráulico del circuito primario lo que produce el efecto inmediato de la reducción de costos por la disminución de longitudes de tuberías. En el funcionamiento de la instalación tiene la gran ventaja de que se pueden reducir significativamente las pérdidas térmicas correspondientes.

La mayor precaución que hay que adoptar en el conexionado en serie es el aumento de la pérdida de carga debido, por un lado al mayor caudal unitario que normalmente circula por el colector y, en segundo lugar, por el propio conexionado en serie que requiere sumar las pérdidas de carga de las baterías.

#### Comparación del tipo de conexionado de baterías

El criterio de selección de un tipo u otro de conexionado es el de optimización del circuito hidráulico cuyo objetivo fundamental debería ser reducir la longitud de tuberías que afecta al costo de la instalación, las pérdidas térmicas y las pérdidas de carga.

Para un mismo caudal total, en comparación con el conexionado en paralelo, el conexionado en serie es más económico de implantación, tiene menos pérdidas térmicas pero más pérdidas de carga, esto último implica mayor consumo eléctrico de bombas, sin embargo simplifica las necesidades de equilibrado.

### 6.1.4 Agrupación de baterías de colectores

La modulación en baterías y la agrupación de éstas se realizará normalmente teniendo en cuenta el espacio transversal disponible y los espacios necesarios para trazados de tuberías y accesos para mantenimiento.

Las baterías de colectores se agrupan de forma que el resultado final del campo de colectores sea un conjunto de grupos conectados en paralelo y cada grupo tendrá el mismo número de baterías conectadas, en serie, paralelo o mixta, pero de la misma forma. Cuando no sea posible, se ajustarán los caudales con válvulas de equilibrado, para conseguir que no existan diferencias en la temperatura de salida.

La agrupación de colectores debe permitir la correcta sectorización del campo de colectores que permite independizar cada grupo del funcionamiento de la instalación completa para organizar actuaciones en algún componente sin necesidad de interrumpir el funcionamiento de la instalación completa sino únicamente aislando el grupo afectado. Esto permite organizar el mantenimiento de los distintos grupos que lo componen.

Para ello, cada grupo debe disponer de 2 válvulas de corte, situadas a la entrada y salida del grupo, para interrumpir su conexión al circuito primario; de una válvula de seguridad tarada a la presión necesaria para proteger el grupo cuando quede aislado del sistema de protección general.

En la Fig. 6.8 pueden observarse diferentes formas de conexión: a la izquierda dos formas de conectar una batería de captadores en relación con el sistema de purga y la válvula de seguridad (arriba una batería con purgador automático PA con válvula de corte VC y válvula de seguridad VS y abajo otra batería con purgador manual PM y válvula de seguridad VS con válvula de corte VC). En el centro, dos baterías conectadas en serie, sin válvula de corte entre ambas ya que sólo tendrían una única válvula de seguridad VS con válvula de corte VC para el conjunto de 2 baterías; cada batería dispone de su purgador manual PM. A la derecha, una entrada a una batería con la válvula de corte de la entrada y una válvula de seguridad VS con válvula de corte VC. Es importante que esta válvula esté situada cerca de la válvula de aislamiento de la batería para su actuación simultánea.

El nivel de sectorización del campo de captadores se puede definir como la proporción del número de captadores de cada grupo al número de captadores total y, naturalmente, es un factor inverso al tamaño del grupo. El nivel de sectorización debería ser una solución de compromiso entre costos de inversión y explotación así como de la fiabilidad de funcionamiento y de necesidades de mantenimiento.

La fiabilidad de funcionamiento está afectada en los dos extremos a que:

- Si hay un único grupo, la continuidad de funcionamiento queda condicionada al mismo.
- Si hay muchos grupos y no se tiene constancia del funcionamiento de

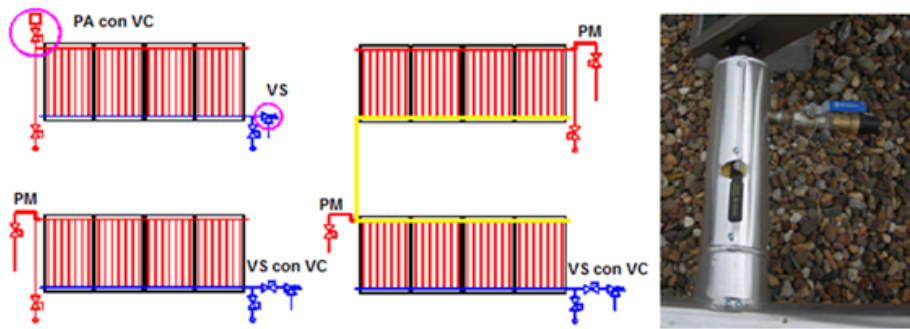


Figura 6.8: Elementos para la conexión de un grupo de baterías.

cada grupo, puede dejar de funcionar cualquiera de ellos y no ser detectado.

De forma similar, con las necesidades de mantenimiento:

- Si hay un único grupo no hay muchos componentes dispersos en la instalación pero se requiere intervención inmediata para solucionar que la instalación pueda estar mucho tiempo sin funcionar.
- Si hay muchos grupos habrá muchos componentes dispersos pero la desconexión de un grupo no afectará mucho al funcionamiento; por otro lado habrá un mayor coste de inversión en válvulas de corte y de seguridad; también se producirán mayores pérdidas térmicas en el funcionamiento de la instalación.

Muchas veces se ha utilizado un nivel de sectorización directamente asociado a cada batería lo cual en pequeñas instalaciones (de 2 a 5 baterías) podría ser razonable pero en grandes instalaciones genera una cantidad de grupos demasiado elevada; a veces, incluso, se mantiene el mismo criterio para baterías conectadas en serie lo cual no tiene mucho sentido.

Ya se establecieron, en función del tamaño del campo de captadores, las siguientes recomendaciones [ASIT, 2010]:

- Para instalaciones de tamaño inferior a 7 kW ( $10 \text{ m}^2$ ) se recomienda no disponer ninguna sectorización y que el sistema de captación esté constituido por un único grupo.
- Para instalaciones de tamaño comprendido entre 7 kW y 70 kW (de  $10 \text{ m}^2$  a  $100 \text{ m}^2$ ) se recomiendan niveles de sectorización desde el 50 % hasta el 20 % (de 2 a 5 grupos) en proporción al tamaño del campo.



- Para instalaciones de tamaño superior a 70 kW (mayores a 100 m<sup>2</sup>), se recomienda que el nivel de sectorización no sea inferior al 10% (10 grupos).

Hay dos criterios adicionales que se propone sean tenidos en cuenta y deben considerarse para reducir el nivel de sectorización o aumentar el tamaño de los grupos:

- Las válvulas de corte que en la práctica se quedan sin ser actuadas durante mucho tiempo (por dificultades de accesos e imprevisiones de los manuales de mantenimiento).
- El riesgo introducido por las elevadas temperaturas de trabajo de las válvulas de seguridad puede ser reducido, en primer lugar reduciendo el número de ellas asociado a disminuir el número de grupos o incorporando una válvula de corte que anule su funcionamiento mientras la batería este conectada a la seguridad general del circuito

### ▷ Ejemplo 6.1.

---

Análisis de la sectorización en una instalación de 16 baterías de captadores de 4 colectores cada una; cada batería está conectada en serie con la correspondiente de la fila posterior. Se disponen 4 filas y en cada fila 4 baterías; el circuito hidráulico para el conexionado se realiza mediante 2 líneas de distribución que disponen de válvulas de equilibrado.

**Solución:** Descartando la opción de sectorizar en 16 baterías individuales ya que no tiene ningún sentido para las baterías conectadas en serie, las posibles soluciones para realizar la sectorización podrían ser las que se ilustran en la Fig. 6.9.

Se debe analizar y evaluar para cada caso la influencia del número de válvulas de corte y de seguridad que se utilizan así como los efectos de una avería en la instalación completa y los distintos procedimientos a establecer para los planes de mantenimiento correctivo. □

---

### 6.1.5 Trazado hidráulico del circuito primario

El trazado hidráulico del circuito primario es una parte de los circuitos hidráulicos de la instalación, por lo tanto, le serán de aplicación todas las especificaciones sobre los mismos recogidos en éste y otros capítulos.

El trazado hidráulico define el recorrido de tuberías del circuito primario en el campo de colectores, de forma que se optimice la evacuación de calor del mismo y se cumplan los requisitos de seguridad, fiabilidad y funcionalidad que se hayan establecido.



Figura 6.9: Posibilidades de sectorización de 24 baterías de captadores solares.

El trazado hidráulico debe garantizar una distribución equilibrada de los caudales por todos los grupos, baterías y colectores del campo y una minimización de las pérdidas térmicas.

El equilibrado hidráulico se alcanzará cuando sean mínimas las diferencias de la temperatura de salida. Para ello, se establece como criterio que las diferencias de caudales entre colectores, baterías y grupos sean inferiores al 10%. Para garantizar el criterio de equilibrado se verificará que las pérdidas de carga en los grupos de baterías, que estarán conectados en paralelo, sean iguales y equivalentes, como mínimo, a un 30% de la pérdida de carga total del circuito.

Para obtener un circuito equilibrado se podrá utilizar:

- Ramal del circuito (de ida o de retorno) invertido, para obtener recorridos hidráulicos iguales por todos los lazos del campo.
- Válvulas de equilibrado u otras válvulas de control de caudal, en cada lazo para forzar y regular las pérdidas de carga necesarias.

Para minimizar las pérdidas térmicas asociadas a la circulación del fluido en el circuito primario, el trazado hidráulico se realizará:

- Ajustando los caudales de circulación, esto permite reducir las secciones de tuberías.
- Reduciendo la longitud total del trazado.
- Priorizando al trazado corto del tramo caliente.

En general, el diseño del trazado hidráulico respetará los ejes principales de la edificación y del campo de colectores.

## 6.2 Sistema de acumulación

### 6.2.1 Dimensionado

El rendimiento global de la instalación solar aumenta con el volumen de acumulación ( $V_{ACU}$ ), pero si se analiza la dependencia del rendimiento en función de la acumulación específica  $V_{ACU}/A_{COL}$ , siendo  $A_{COL}$  el área total de captación, siempre se observa que [Ruiz Hernández et al., 2004]:

- Por debajo de un valor entre  $40 \text{ lt/m}^2$  y  $50 \text{ lt/m}^2$ , el rendimiento baja significativamente.
- Para valores superiores a  $100\text{--}120 \text{ lt/m}^2$ , el aumento del rendimiento es muy pequeño o incluso en algunos casos puede descender si las pérdidas térmicas del sistema de acumulación son elevadas.

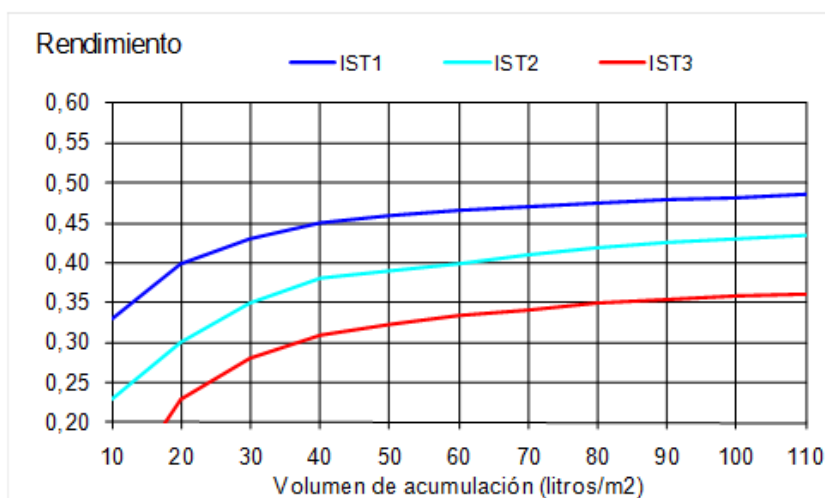


Figura 6.10: Influencia del tamaño de la acumulación en el rendimiento global.

Se puede observar en la Fig. 6.10 un ejemplo de cómo varía el rendimiento global de tres Sistemas Solares Térmicos de distinta superficie de captación  $A_{SST1} \leq A_{SST2} \leq A_{SST3}$  en función de la acumulación específica.

El volumen total del sistema de acumulación se puede definir, en función del tamaño del campo de colectores, utilizando un valor de la acumulación específica de 75 lt por metro cuadrado de área de captación.

Es recomendable realizar un análisis de sensibilidad y evaluar cómo afecta globalmente al rendimiento de la instalación. No obstante, la acumulación específica se debería encontrar en el rango [Ruiz Hernández et al., 2004]:

$$60 \text{ lt/m}^2 \leq \frac{V_{ACU}}{A_{COL}} \leq 120 \text{ lt/m}^2$$

Debido a su dependencia con el consumo, algunas veces se determina el volumen de acumulación  $V_{ACU}$  en base al consumo medio diario demandado ( $V_{ACS}$ ) que, si no es constante a lo largo del año, se adopta el consumo medio en la temporada de mayor insolación y se recomienda cumplir [Ruiz Hernández et al., 2004]:

$$0.8 \times V_{ACS} \leq V_{ACU} \leq V_{ACS}$$

Sin embargo, cuando la superficie de captación está subdimensionada (pequeñas fracciones solares por falta de espacio u otras razones) la referencia del volumen demandado diario pierde valor y puede reducirse sobre los valores recomendados. Se utilizarán las referencias de acumulación específica indicadas anteriormente.

En el ajuste con más detalle del dimensionado del sistema de acumulación, adquieren importancia las pérdidas térmicas de éste si se utiliza un programa de simulación que las considere.

Una vez estimado el volumen de acumulación, debe definirse si se dispone un único acumulador o varios –preferentemente iguales– cuya suma de capacidades sea igual al volumen calculado. El tamaño del sistema de acumulación permitirá una correcta instalación, operación y mantenimiento, considerando el espacio disponible para su instalación. Se debe velar para que en todo el proceso de diseño, el sistema de acumulación cumpla la normativa vigente que le sea aplicable.

### 6.2.2 Diseño del sistema de acumulación

En general, el sistema de acumulación preferentemente debe estar constituido por un único acumulador, de configuración vertical y situado en el interior del recinto:

1. Un único acumulador permite optimizar la relación superficie de pérdidas térmicas y volumen acumulado. Por el contrario, el problema del acumulador único es que reduce la fiabilidad de la instalación al no poder disponer de capacidad de reserva para realizar operaciones de mantenimiento sin parar la instalación.
2. La configuración vertical favorece la estratificación del agua caliente que, además, se puede potenciar con elementos adicionales específicos.
3. La ubicación en espacios interiores permite mejorar su protección y así se reducen sensiblemente las pérdidas térmicas.

Todos los acumuladores o interacumuladores de la instalación deberán quedar térmicamente aislados para minimizar las pérdidas correspondientes. El aislamiento del sistema hidráulico se discute posteriormente en la sección 6.7.

#### ▷ **Ejemplo 6.2.**

---

Estudiar el sistema de acumulación de una instalación de  $150\text{ m}^2$ , analizando soluciones de partida entre  $10\,000\text{ lt}$  ( $66.6\text{ lt/m}^2$ ) y  $12\,000\text{ lt}$  ( $80.0\text{ lt/m}^2$ ).

**Solución:** Con  $10\,000\text{ lt}$  se podría seleccionar dos acumuladores de  $5000\text{ lt}$  y con  $12\,000\text{ lt}$  se podría elegir entre dos de  $6000\text{ lt}$ , tres de  $4000\text{ lt}$  o cuatro de  $3000\text{ lt}$  cada uno. Ajustando el dimensionado se podría llegar a  $9000\text{ lt}$  ( $60.0\text{ lt/m}^2$ ) o incluso  $8000\text{ lt}$  ( $53.3\text{ lt/m}^2$ ) pero estas soluciones habría que analizarlas con más detalle. □

### 6.2.3 Conexión de varios acumuladores

Aunque normalmente se recomienda utilizar un único acumulador solar, en determinadas ocasiones es necesario, o recomendable, que la instalación disponga de varios acumuladores:

- Por razones del espacio disponible.
- Para conseguir una mejor distribución de las cargas.
- Para aumentar la fiabilidad del sistema completo.
- Para permitir el mantenimiento sin paralizar la instalación.
- Para utilizar acumuladores de fábrica y no realizados en obra.
- Por razones económicas.

En esos casos se pueden utilizar diversas formas de conexión para las que se deben tomar las precauciones necesarias que aseguren el correcto funcionamiento de la instalación y, sobre todo, en lo relativo a distribución de los caudales en circulación.

Se describen a continuación, los distintos esquemas para el caso de dos acumuladores aunque la situación es extrapolable a los casos de más acumuladores:

#### Instalaciones con intercambiador interno

##### A. En paralelo (ver Fig. 6.11)

La alimentación de agua fría se bifurca y sale un ramal que llega a la parte baja del primer acumulador, de éste sale por la parte superior y se conecta al circuito de salida que directamente alimenta al sistema auxiliar. De la bifurcación inicial sale la línea que alimenta al segundo depósito lo que se realiza de la misma forma que en el primero y su salida se conecta igualmente con la alimentación al sistema auxiliar.

La conexión del circuito primario de calentamiento procedente de colectores se realiza alimentando, en paralelo, la parte alta del intercambiador de los dos acumuladores, el fluido sale más frío por la parte baja de los dos intercambiadores, y se vuelven a unir para retornar a los colectores para ser nuevamente calentado.

En este caso, los dos acumuladores trabajan en las mismas condiciones y siempre deben estar a la misma temperatura; para ello son imprescindibles los perfectos equilibrados tanto del circuito de consumo como del circuito primario.

##### B. En serie (ver Fig. 6.12)

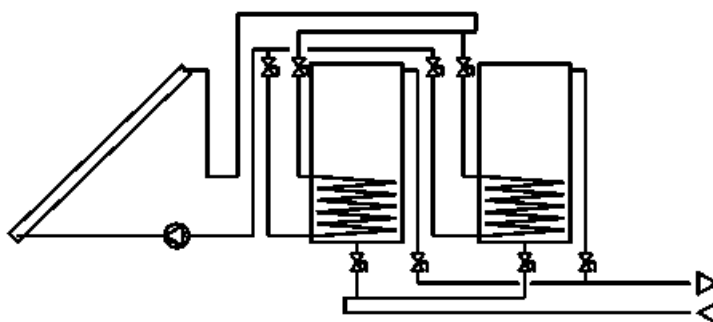


Figura 6.11: Instalación de acumuladores con intercambiadores internos en paralelo.

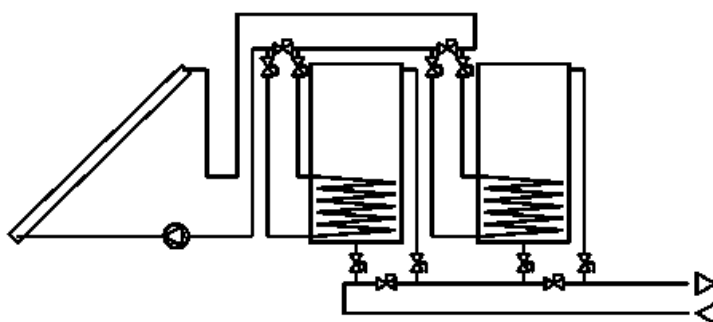


Figura 6.12: Instalación de acumuladores con intercambiadores internos en serie.

La alimentación de agua fría llega a la parte baja del primer acumulador (que será el más frío), de éste sale por la parte superior y vuelve para constituir el bypass de consumo del primer acumulador, desde aquí se alimenta al segundo acumulador (que será el más caliente) y vuelve a configurar otro bypass de consumo; hay que resaltar que la línea de acometida de agua fría se transforma en línea de agua caliente una vez pasado el bypass del primer acumulador y que, por tanto, debe estar aislada a partir de este punto.

La conexión del circuito primario de calentamiento procedente de colectores se realiza en la parte alta del intercambiador del acumulador más caliente, el fluido sale más frío por la parte baja del intercambiador, y vuelve para configurar el bypass de calentamiento del acumulador más caliente; desde aquí se conecta, de la misma forma, al bypass de calentamiento del acumulador más frío y desde éste vuelve al circuito de colectores para ser nuevamente calentado.

Debe observarse que para el conexionado en serie invertida de ambos circuitos:

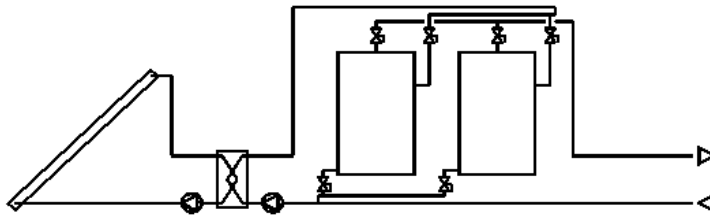


Figura 6.13: Instalación con intercambiador externo y acumuladores en paralelo.

- El de consumo primero pasa por el acumulador más frío y después por el más caliente.
- El de calentamiento entra primero en el interacumulador más caliente y después por el más frío.

En este caso los acumuladores deben trabajar a temperaturas diferentes y, dado que no hay circuitos en paralelo, no hay necesidad de equilibrar los circuitos de acumuladores.

### Instalaciones con intercambiador externo

#### A. En paralelo (ver Fig. 6.13)

El conexionado del circuito de consumo es exactamente igual que el caso de los interacumuladores en paralelo: el caudal de la alimentación de agua fría se divide: un ramal llega a la parte baja del primer acumulador, de éste sale por la parte superior y se conecta al circuito de salida que directamente alimenta al sistema auxiliar; el otro ramal alimenta al segundo acumulador de la misma forma que en el primero y su salida se conecta igualmente con la alimentación al sistema auxiliar.

El circuito secundario se puede iniciar en la línea de acometida de agua fría (como se indica en la Fig. 6.13) o haciendo una nueva conexión en paralelo a la parte baja de los dos acumuladores. En cualquiera de los casos, el agua, movida por la bomba del secundario y una vez calentada en el intercambiador, vuelve a la parte alta de los dos acumuladores mediante una conexión en paralelo equilibrado. En este caso ocurre la misma problemática indicada anteriormente con la estratificación y la mezcla producida por el movimiento descendente del circuito secundario en el acumulador pero los efectos son menos importantes al reducirse el caudal a la mitad.

Otro efecto que hay que considerar es el de la mezcla producida por la entrada de agua a distinta temperatura que la existente en el nivel de entrada en la parte alta del acumulador y que es debido a que la temperatura de la salida del intercambiador es variable.



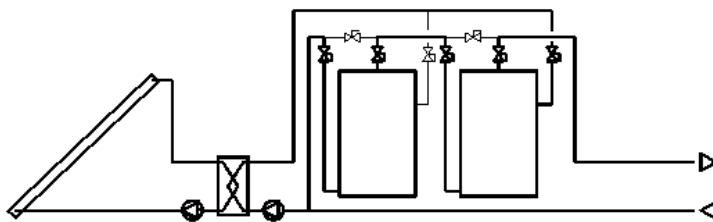


Figura 6.14: Instalación con intercambiador externo y acumuladores en serie.

Por último, hay que resaltar que una parte de las líneas de entrada de agua fría puede llevar agua caliente, y por tanto debe ser aislada.

#### B. En serie (ver Fig. 6.14)

La alimentación de agua fría llega a la parte baja del primer acumulador (que será el más frío), de éste sale por la parte superior y constituye el bypass de consumo del primer acumulador, desde aquí se alimenta al segundo acumulador y vuelve a configurar otro bypass de consumo del siguiente acumulador (que será el más caliente). Obsérvese que la forma de conexión del circuito de consumo es exactamente igual que en el caso de los interacumuladores en serie aunque en la figura se ha representado un trazado realizado por la parte superior.

La conexión del circuito secundario procedente del intercambiador se realiza en la parte alta del acumulador más caliente, el agua pasa al acumulador más frío por el mismo circuito de consumo pero en sentido contrario y de éste sale por la acometida de agua fría. El agua caliente vuelve al intercambiador por el ramal de conexión del circuito secundario en la línea de alimentación de agua fría.

Asimismo, hay que resaltar que la línea de acometida de agua fría puede llevar agua caliente, y por tanto debe ser aislada, desde el punto de conexión del circuito secundario.

Al igual que en el caso de los interacumuladores, debe apreciarse que el conexionado de ambos circuitos, el de consumo y el de calentamiento, se realiza en serie invertida y, en este caso, además, los dos circuitos son de agua caliente y es necesario analizar las distintas condiciones de funcionamiento que se pueden presentar:

- Cuando no hay consumo de agua caliente y el circuito secundario está en funcionamiento, y se supone que el primario también, el agua sale por la parte inferior del acumulador más frío, aspirada por la bomba del secundario, entra en el intercambiador para calentarse, y entra por la parte superior del acumulador más caliente; el agua desplaza a la que está acumulada en el interior hacia abajo, hasta que sale por el circuito

de consumo que interconecta a los acumuladores. De esta forma, el agua entra por la parte superior del acumulador más frío y desplaza a la que se encuentra en su interior provocando su salida por la parte inferior hasta cerrar el circuito de calentamiento.

- Cuando hay consumo de agua caliente y aunque la bomba del secundario esté parada, el agua fría entra por la presión de la red y tiene dos circuitos alternativos para llegar hasta la parte alta del acumulador más caliente: (1) entrar en la parte inferior del acumulador más frío, sale por la parte alta de éste y entra por la parte baja del acumulador más caliente o, (2) entra en el circuito secundario por la aspiración de la bomba, atraviesa ésta y el intercambiador y llega directamente a la parte alta del acumulador más caliente. La circulación del fluido se repartirá entre los dos circuitos de manera que la pérdida de carga sea la misma por ambos pero, dado que el circuito secundario no calienta, el agua que entra en el acumulador más caliente es fría y rompe la estratificación por lo que éste caudal por el circuito del intercambiador debería evitarse y que el agua recorra, sólo o fundamentalmente, el circuito de consumo. Esto se podría evitar instalando una válvula motorizada en el circuito secundario que corte la circulación cuando la bomba de secundario está parada o diseñando un circuito que tenga una pérdida de carga muy elevada en comparación con el circuito de consumo.
- También se puede utilizar una válvula de tres vías que, además de cortar la circulación cuando la bomba de secundario esté parada, permite establecer un nivel mínimo de temperatura en el secundario del intercambiador para abrir el paso hacia los acumuladores (ver Fig. 6.15).
- Cuando se produce simultáneamente el consumo de agua caliente y el calentamiento de la instalación solar, ocurre la misma situación que en el caso anterior pero ahora cambian las condiciones de funcionamiento de los circuitos ya que al estar la bomba del secundario en funcionamiento, siempre existirá circulación por este segundo circuito. El problema ahora es que la temperatura de salida del intercambiador será variable y, en función de ésta, interesará que vaya a un acumulador u otro. Para eso se pueden disponer la válvula motorizada que se indica en el esquema de la Fig. 6.15.

El funcionamiento de esta válvula estaría controlado por un control diferencial que sólo abriría el paso a éste cuando la temperatura de salida del intercambiador sea superior a la existente en la parte alta del acumulador más caliente. La posición de la válvula, cuando el circuito secundario arranca, debería ser dejando paso al acumulador más frío.

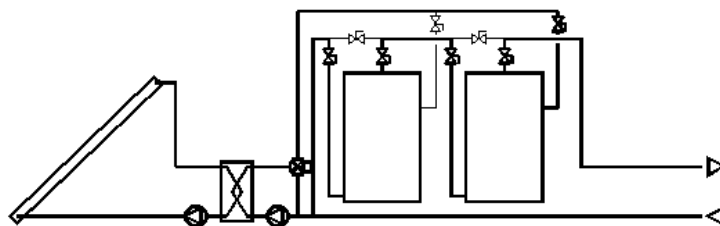


Figura 6.15: Instalación con válvula para controlar temperatura de calentamiento.

### Criterios para seleccionar la configuración

Para seleccionar la configuración más apropiada y diseñar los circuitos correspondientes, deberán tener en cuenta los siguientes criterios:

- Es recomendable utilizar acumuladores del mismo tamaño para regularizar el diseño de la sala de acumuladores, para permitir un posible intercambio de componentes y para dar uniformidad al comportamiento térmico de todos ellos.
- La conexión de los acumuladores siempre debe permitir la desconexión individual de cada uno de ellos sin interrumpir el funcionamiento de la instalación. Para lo cual todos los acumuladores deben disponer de válvulas de corte en la entrada y salida de cada uno de los circuitos que le conectan y si la conexión es en serie la válvula adicional para constituir un bypass.
- El mayor inconveniente del conexionado en paralelo es que los circuitos de calentamiento y de consumo deben estar muy bien equilibrados y es necesario controlar esta situación durante todo el tiempo de vida de la instalación ya que por obstrucciones o depósitos de cal pueden cambiar las características hidráulicas de los circuitos. Este control se puede realizar con la medida del caudal en cada uno de ellos o midiendo las temperaturas de salida.
- La gran ventaja de los acumuladores en serie es que no tienen ninguna necesidad de equilibrado. Esta forma de conexionado funciona como un único acumulador de volumen la suma de todos los volúmenes y altura la suma de alturas de cada uno de los acumuladores y aumenta la estratificación de temperaturas.
- La opción en serie, no obstante, requiere un estudio detallado del diseño de los circuitos y de las condiciones de funcionamiento para garantizar la máxima estratificación y evitar las mezclas internas como se ha indicado

anteriormente; esta situación debe hacerse con más detalle cuanto mayor sea el número de acumuladores.

- Condicionantes que pueden afectar al conexionado en serie son: la necesidad de disponer circuitos de consumo duplicados para seguridad en el suministro, la existencia de un sistema de acumulación ya existente que se quiera utilizar como solar, el tamaño de las conexiones de los acumuladores ya que, si son pequeñas, podrían aumentar excesivamente las velocidades del fluido e interesa disminuir los caudales utilizando el conexionado en paralelo.

### 6.3 Potencia y caudales de los circuitos

Los caudales de las instalaciones solares establecen la capacidad de evacuación del calor desde el sistema de captación hasta el consumo. Es importante que se haga de manera eficiente y para ello se debe buscar la solución de compromiso entre los costos de los circuitos, las pérdidas térmicas y las pérdidas de carga que se producen.

#### 6.3.1 Circuito primario

La dependencia del rendimiento de la instalación solar con el caudal del circuito primario, que se muestra en la Fig. 6.16, se puede analizar de la siguiente forma [Ruiz Hernández et al., 2004]:

- Existe un caudal óptimo, normalmente en el rango de 10 lt/h a 25 lt/h por metro cuadrado de área de colectores dependiendo de las características de la instalación, para el cual el rendimiento alcanza un valor máximo.
- Para caudales inferiores al óptimo, el rendimiento cae bruscamente y se debe a que el circuito pierde capacidad de evacuación de calor.
- Para caudales superiores al óptimo, el rendimiento va descendiendo, pero lentamente, debido a que aumentan los diámetros de tuberías y, por tanto, las pérdidas térmicas de los circuitos.

Buscar el caudal óptimo tiene el riesgo de que cualquier error pueda reducir drásticamente el rendimiento de la instalación. Se recomienda seleccionar un caudal por encima del óptimo pero no muy alejado. Como el óptimo para cada caso habría que determinarlo por un proceso de análisis y simulación completa de la instalación, que no siempre se puede hacer, se recomienda adoptar valores del lado de la seguridad entre 30 lt/h y 60 lt/h por metro cuadrado, siendo habitualmente más utilizados los valores entre 40 lt/h y 50 lt/h por metro cuadrado.

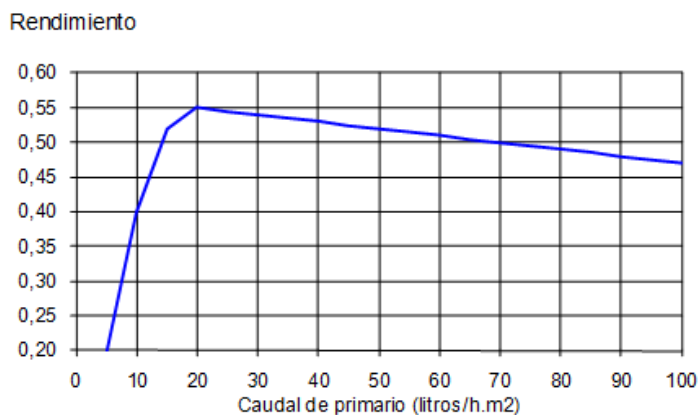


Figura 6.16: Influencia del caudal del circuito primario en el rendimiento global.

Es importante que el flujo del fluido de trabajo seleccionado esté en el rango de valores recomendados por el fabricante de los colectores solares.

También es importante señalar que salvo los criterios anteriores, la selección del caudal no está condicionada por la forma de conexión de los colectores, serie o paralelo, aunque naturalmente hay que tenerlo en cuenta para evaluar el caudal en cada colector y las pérdidas de carga que se generan.

### ▷ Ejemplo 6.3.

Analizar el conexionado en serie y en paralelo de dos baterías de dos colectores cada una. Los colectores tienen  $2\text{ m}^2$  de área. Por ambas baterías circula un caudal de  $200\text{ lt/h}$  y la temperatura de entrada es de  $40\text{ }^\circ\text{C}$ . Suponemos que la radiación incidente es de  $1160\text{ W/m}^2$ .

**Solución:** Para los colectores conectados en paralelo, el caudal se distribuye por igual en ambos colectores y, si suponemos un rendimiento del 50%, se producirá un incremento de temperatura de:

$$\Delta T = 0.50 \times \left( \frac{(2\text{ m}^2) \times (1160\text{ W/m}^2) \times (3600\text{ s/h})}{(4186\text{ J/kg}^\circ\text{C}) \times (100\text{ kg/h})} \right) = 10.0\text{ }^\circ\text{C}$$

La temperatura media de trabajo de cada uno de los colectores es de  $45\text{ }^\circ\text{C}$ .

Para los colectores conectados en serie, todo el caudal atraviesa el primer colector y, debido al mayor caudal, el rendimiento debe ser algo mayor. Si suponemos que es del 52%, se producirá un incremento de temperatura de:

$$\Delta T = 0.52 \times \left( \frac{(2\text{ m}^2) \times (1160\text{ W/m}^2) \times (3600\text{ s/h})}{(4186\text{ J/kg}^\circ\text{C}) \times (200\text{ kg/h})} \right) = 5.2\text{ }^\circ\text{C}$$

La temperatura de salida del primer colector ( $45.2\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) será la temperatura de entrada del segundo; la temperatura de trabajo de este colector será superior a la del primero y también superior a la de los colectores en paralelo. Si se supone que el rendimiento es del 48% el incremento de temperatura sería de  $4.8\text{ }^{\circ}\text{C}$  con lo que el resultado final es el mismo: la temperatura de salida sería de  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$  en ambos casos. En la Fig. 6.17 se muestra un esquema con las configuraciones analizadas.

No siempre el salto de temperatura tiene que ser exactamente igual pero lo importante es saber que el salto de temperatura no está asociado sólo al tipo de conexión, serie o paralelo, sino también al caudal de circulación. Si se hubiera reducido el caudal a la mitad ( $100\text{ l/h}$ ) en la conexión serie para mantener el caudal en el colector el caudal, el salto de temperaturas hubiera sido, en primera aproximación, del orden de los  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Si se analiza la pérdida de carga, suponiendo que el gráfico de la Fig. 6.18 es el representativo del colector, lo que ocurre es que:

1. Para la conexión en paralelo la pérdida de carga es pequeña y corresponde prácticamente a la de un colector ( $21.4\text{ kPa}$  en la figura).
2. Para la conexión en serie, la pérdida de carga es muy superior ( $63.3\text{ kPa}$  en la figura), pero además hay que contabilizar la de los dos colectores en serie (serían más de  $126.6\text{ kPa}$ )

□

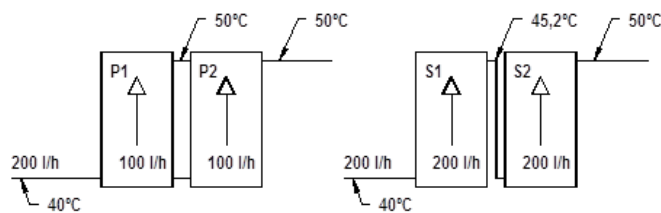


Figura 6.17: Funcionamiento de colectores solares conectados en paralelo y en serie.

#### ▷ Ejemplo 6.4.

Calcular los rendimientos y los saltos de temperatura en dos colectores conectados en serie de  $2\text{ m}^2$  cada uno por los que circula un caudal de agua de  $100\text{ l/h}$  y cuya temperatura de entrada es de  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Se supone que la radiación incidente es de  $1000\text{ W/m}^2$ , una temperatura ambiente de  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Los

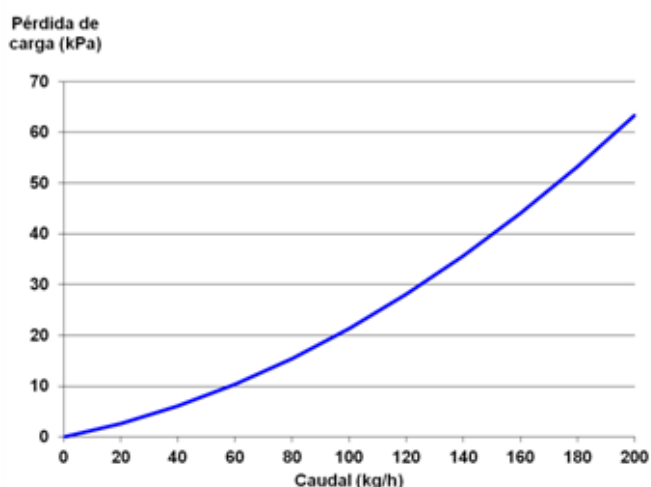


Figura 6.18: Pérdida de carga de un colector solar en función del caudal másico.

coeficientes de rendimiento de ambos colectores son  $\eta_0 = 0.8$ ,  $a_1 = 4.0 \text{ W/K m}^2$  y  $a_2 = 0.025 \text{ W/K}^2 \text{ m}^2$ .

**Solución:** A partir de la eficiencia del colector se pueden derivar los saltos de temperaturas y, por tanto, la temperatura de salida de cada colector:

- Rendimiento colector  $S_1$ ,  $\eta_1$ :

$$\eta_1 = 0.80 - (4.00 \text{ W/Km}^2) \times \left( \frac{(60^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C})}{1000 \text{ W/m}^2} \right) + \dots$$

$$\dots - (0.025 \text{ W/K}^2\text{m}^2) \times \left( \frac{(60^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C})^2}{1000 \text{ W/m}^2} \right) = 0.60$$

- Salto de temperaturas del primer colector  $\Delta T_1$ :

$$\Delta T_1 = 0.60 \times \left( \frac{(2 \text{ m}^2) \times (1000 \text{ W/m}^2) \times (3600 \text{ s/h})}{(4186 \text{ J/kg}^\circ\text{C}) \times (100 \text{ kg/h})} \right) = 10.3^\circ\text{C}$$

- Temperatura de salida del primer colector  $T_{S1}$ :

$$T_{S1} = 60.0^\circ\text{C} + 10.3^\circ\text{C} = 70.3^\circ\text{C}$$

- Rendimiento colector  $S_2$ ,  $\eta_2$ :

$$\eta_2 = 0.80 - (4.00 \text{ W/Km}^2) \times \left( \frac{(70.3^\circ\text{C} - 20.0^\circ\text{C})}{1000 \text{ W/m}^2} \right) + \dots$$

$$\dots - (0.025 \text{ W/K}^2\text{m}^2) \times \left( \frac{(70.3^\circ\text{C} - 20.0^\circ\text{C})^2}{1000 \text{ W/m}^2} \right) = 0.54$$

- Salto de temperaturas del segundo colector  $\Delta T_2$ :

$$\Delta T_2 = 0.54 \times \left( \frac{(2 \text{ m}^2) \times (1000 \text{ W/m}^2) \times (3600 \text{ s/h})}{(4186 \text{ J/kg}^\circ\text{C}) \times (100 \text{ kg/h})} \right) = 9.3^\circ\text{C}$$

- Temperatura de salida del segundo colector  $T_{S2} = T_S$ :

$$T_{S1} = T_S = 70.3^\circ\text{C} + 9.3^\circ\text{C} = 79.6^\circ\text{C}$$

La temperatura de salida de la batería de estos dos colectores conectados en serie es  $T_S = 79.6^\circ\text{C}$ .  $\square$

### 6.3.2 Circuito secundario

El fluido de trabajo será el agua de consumo y su caudal mínimo se establece para garantizar la transferencia de calor en el intercambiador. Un caudal excesivo en el circuito secundario, aunque mejore la transferencia de calor, disminuye las temperaturas de salida del intercambiador y produce mayor rotura de la estratificación del acumulador. Normalmente se define el caudal del secundario en función del caudal del circuito primario y debe estar en el rango [ASIT, 2010, López Lara et al., 2004]:

$$0.9 \times \dot{V}_{\text{primario}} \leq \dot{V}_{\text{secundario}} \leq \dot{V}_{\text{primario}}$$

### 6.3.3 Circuito de consumo

El agua en el circuito de consumo se mueve, impulsada por la presión de red o por la de un grupo de presión, cuando se abre cualquier grifo o punto de consumo.

Desde el punto de vista del acoplamiento de la instalación solar al circuito de consumo, la única precaución a adoptar es que no se introduzcan pérdidas de carga excesivas. En instalaciones existentes, esta situación se resuelve utilizando los mismos diámetros que la instalación y procurando no utilizar bocas de conexión del acumulador más pequeñas.

## 6.4 Intercambiador de calor

### 6.4.1 Diseño

Se recomienda disponer válvulas de corte (VC) en todas las bocas de los intercambiadores. Se deben dejar previstos los elementos necesarios para su desmontaje y limpieza: válvulas de purga (VP) y de desagüe (VD) entre las válvulas de corte y las bocas del intercambiador. El soporte y la ubicación del



intercambiador deberían permitir el desmontaje de las placas cuando éstas sean desmontables. En la Fig 6.19 se muestra un ejemplo de una instalación de un intercambiador de calor así como un esquema de su conexionado.

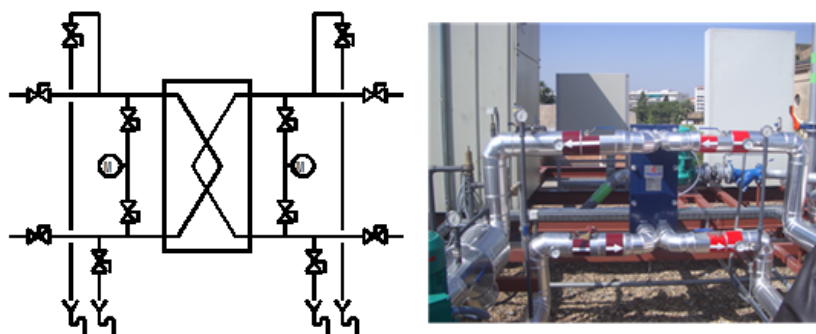


Figura 6.19: Esquema de conexionado y ejemplo de instalación de intercambiador de calor.

Los puentes manométricos (PM) permiten controlar las pérdidas de carga de cada uno de los circuitos que es una medida indirecta de su nivel de ensuciamiento.

Para instalaciones pequeñas con intercambiador externo se recomienda simplificar el conjunto de válvulas que independizan componentes cercanos, como por ejemplo intercambiadores y bombas.

Para sistemas de intercambio de instalaciones superiores a  $500\text{ m}^2$ , y en función de la calidad del agua y de las temperaturas de funcionamiento, se recomienda el montaje de dos intercambiadores en paralelo, para permitir las operaciones de mantenimiento sin interrumpir el funcionamiento de la instalación.

Los intercambiadores deberán quedar térmicamente aislados, para que la transferencia sea máxima entre los fluidos de trabajo de los distintos circuitos y se minimicen las pérdidas al ambiente. Preferentemente, se deben instalar en espacios interiores para su mejor protección y reducir las pérdidas térmicas.

#### 6.4.2 Dimensionado

##### Intercambiador de calor externo

El dimensionado del intercambiador de calor externo quedará definido por, al menos, los siguientes parámetros: la potencia nominal, los caudales

de diseño, los valores de las temperaturas nominales de entrada y salida, y la efectividad del intercambiador.

La efectividad ( $\epsilon$ ) del intercambiador de calor se define como [ASIT, 2010]:

$$\epsilon = \frac{T_{fs} - T_{fe}}{T_{ce} - T_{fe}} = \frac{P}{\dot{m}C_p(T_{ce} - T_{fe})} \quad (6.1)$$

Donde  $T_{fs}$  es la temperatura a la salida del intercambiador del lado del secundario,  $T_{fe}$  es la temperatura a la entrada al intercambiador del lado del secundario,  $T_{ce}$  es la temperatura a la entrada al intercambiador del lado del primario,  $\dot{m}$  es el flujo másico a través del colector,  $C_p$  es el calor específico del fluido de trabajo (agua) y  $P$  es la potencia nominal del intercambiador.

Para las condiciones de diseño, debe definirse la efectividad del intercambiador y, en cualquier caso, debe ser superior a 0.7.

La potencia de diseño del intercambiador solar  $P$  (en W) se definirá en función de la superficie útil de captación ( $A_{COL}$  en  $m^2$ ) de acuerdo con la expresión siguiente:

$$P \geq (500 \text{ W/m}^2) \times A_{COL}$$

El factor de potencia unitaria o ratio (en este caso,  $500 \text{ W/m}^2$ ) a seleccionar deberá cumplir con la normativa vigente que puede variar dependiendo de la localización de la instalación.

Los intercambiadores solares se deben dimensionar de forma que, con una temperatura de entrada del fluido del circuito del lado del primario de  $50 \text{ }^\circ\text{C}$ , la temperatura de salida del fluido del circuito del lado del secundario sea superior a  $45 \text{ }^\circ\text{C}$ .

La pérdida de carga de diseño en los intercambiadores de calor externos no será superior a  $20 \text{ kPa}$ , tanto en el circuito del lado del primario como en el circuito del lado del secundario.

#### ▷ Ejemplo 6.5.

Definir las condiciones de diseño del intercambiador externo de una instalación solar de  $100 \text{ m}^2$ . Suponga un caudal de  $50 \text{ lt/h}$  por metro cuadrado y que el fluido de trabajo es agua.

**Solución:** Utilizando el ratio de  $500 \text{ W/m}^2$  se tiene que:

- Caudal en primario y secundario:  $50 \text{ lt/h m}^2 \times 100 \text{ m}^2 = 5000 \text{ lt/h}$ .
- Potencia:  $57900 \text{ W} > 500 \text{ W/m}^2 \times 100 \text{ m}^2 = 50000 \text{ W}$ .
- Salto térmico de diseño:  $\frac{57900 \text{ W} \times 0.864 \text{ lt}^\circ\text{C/Wh}}{5000 \text{ lt/h}} = 10 \text{ }^\circ\text{C}$ .
- Temperaturas de entrada y salida en primario:  $50 \text{ }^\circ\text{C}$  y  $40 \text{ }^\circ\text{C}$
- Temperaturas de entrada y salida en secundario:  $36 \text{ }^\circ\text{C}$  y  $46 \text{ }^\circ\text{C}$

- Efectividad:  $\epsilon = \frac{46^{\circ}\text{C}-36^{\circ}\text{C}}{50^{\circ}\text{C}-36^{\circ}\text{C}} = 0,71 > 0,7$ .
- Pérdida de carga debe ser inferior a 20 kPa.

De adoptó el valor de  $P = 57\,900\text{ W}$  para la potencia del intercambiador (que corresponde a un ratio de  $579\text{ W/m}^2$ ), pues, además de funcionar mejor y de disponer de un margen adicional sobre la normativa, se facilitan los cálculos correspondientes.  $\square$

---

### Intercambiador de calor interno

El dimensionado del intercambiador de calor incorporado al acumulador debe quedar definido por, al menos, los siguientes parámetros: la potencia nominal, el caudal de diseño, los valores de las temperaturas y la superficie útil de intercambio.

Se considera como superficie útil de intercambio la parte de la superficie del intercambiador situada en la mitad inferior del acumulador. El área útil de intercambio ( $A_{int}$ ), en relación con el área total de captación ( $A_{COL}$ ), cumplirá siempre la relación [ASIT, 2010]:

$$A_{int} \geq 0.20 \times A_{COL}$$

#### ▷ Ejemplo 6.6.

---

Definir el tamaño mínimo del intercambiador interno de una instalación solar de  $25\text{ m}^2$  que dispone de dos acumuladores de  $1000\text{ lt}$  cada uno.

**Solución:** El área total de intercambio debe ser superior a  $5\text{ m}^2$ , luego cada acumulador debe tener como mínimo  $2.5\text{ m}^2$  de área útil de intercambio.  $\square$

---

## 6.5 Circuito Hidráulico

El diagrama de flujo de la instalación debe especificar, sobre planos a escala, la ubicación de los colectores solares, acumuladores, intercambiadores, bombas, válvulas, depósitos de expansión, sistema auxiliar y el trazado de tuberías de todos los circuitos de la instalación. Además, deberá tener el grado de definición necesario para efectuar los cálculos de dimensionado de los circuitos, especificando el material y las secciones de tuberías, así como el caudal nominal que circula a través de ellas.

### 6.5.1 Trazado de tuberías

Los trazados de tuberías de todos los circuitos de la instalación se deben realizar de forma que se garanticen los caudales de diseño en todos los componentes y se minimicen las pérdidas térmicas de la instalación completa. Es importante minimizar los largos tendidos horizontales, con el objetivo de facilitar la purga de aire del sistema.

Para el conexionado de componentes en paralelo se deben realizar circuitos equilibrados con válvulas de balanceo o retornos invertidos como ya se indicó. La elección de un sistema u otro tendrá en consideración las pérdidas térmicas de los circuitos, las pérdidas de carga generadas y las estrategias de mantenimiento.

### 6.5.2 Cálculo de diámetros de tuberías y pérdidas de carga

Aunque hay una gran cantidad de procedimientos para selección de diámetros y cálculos de pérdidas de carga en tuberías se propone un sencillo procedimiento simplificado que es fácil de implantar en una hoja de cálculo siguiendo los siguientes pasos:

1. Identificar los distintos lazos que se puedan definir en el circuito hidráulico; habrá que realizar tantos cálculos como lazos tenga el circuito para identificar los posibles desequilibrios.
2. Para cada lazo, identificar cada uno de los tramos y a cada tramo tiene que tener asociado un caudal, una longitud total e identificados los distintos componentes (bomba, válvulas, etc.) y accesorios (codos, tes, reducciones, etc.) que contenga.
3. Para cada tramo hay que seleccionar un diámetro de tubería y se calcula la velocidad media del fluido  $v$  (en m/s) en función del caudal volumétrico  $q$  (en m<sup>3</sup>/s) y la sección libre interior (en m<sup>2</sup>) que queda determinada por el diámetro interior  $d_i$  (en metros) de la tubería:

$$v = \frac{4q}{\pi d_i^2}$$

4. Se debe verificar que la velocidad del fluido sea:
  - Superior a 0.3 m/s.
  - Inferior a 2.0 m/s cuando la tubería discurra por locales habitados, o inferior a 3.0 m/s cuando el trazado sea al exterior o por locales no habitados.

5. Para cada tramo se calcula la pérdida de carga unitaria por metro lineal de tubería unitaria PC (mm.c.a./m)<sup>a</sup> en función de la velocidad  $v$  y el diámetro  $d_i$  de acuerdo con:

$$pc = 6.819 \left( \frac{v}{145 \text{ m/s}} \right)^{1.852} \times d_i^{-1.167}$$

6. Se debe verificar que la pérdida de carga por metro lineal de tubería no supere los 40 mm.c.a.
7. Por otro lado, se contabilizan en cada tramo las singularidades del circuito (reducciones, codos, tes y válvulas) y se transforman, en función del diámetro de la tubería (en mm) en longitud equivalente de tubería (en metros) de acuerdo con el Cuadro 6.1.

diámetro	reducciones	codos	T (90 °)	válvulas
12	0.05	0.30	0.45	2.50
15	0.10	0.60	0.90	4.60
18	0.15	0.75	1.20	6.10
22	0.20	0.90	1.50	7.60
28	0.30	1.20	1.80	10.60
35	0.35	1.50	2.10	13.60
42	0.40	2.10	3.00	17.60
54	0.50	2.40	3.60	19.60

Cuadro 6.1: Transformación a longitud equivalente de las singularidades en los circuitos en función del espesor. Longitudes en metros.

8. Para cada tramo se obtiene una longitud total de cálculo como suma de la longitud real y la longitud equivalente. Multiplicando el valor de la pérdida de carga unitaria por la longitud de cálculo del tramo se obtiene la pérdida de carga del tramo.
9. Se contabilizan las restantes pérdidas de carga del circuito (baterías de colectores e intercambiadores) con la información facilitada por el fabricante.
10. Se suman todas las pérdidas de carga de los tramos, accesorios y componentes que intervienen en el circuito.

▷ **Ejemplo 6.7.**

Calcular el caudal y la pérdida de carga total de un circuito primario que

<sup>a</sup>La unidad (mm.c.a./m) refiere a milímetros de columna de agua por metro lineal de tubería.

conecta 2 baterías de 5 colectores cada una en paralelo entre ellas con un intercambiador. Se establece un caudal por batería de 600 lt/h que produce una pérdida de carga en la batería de colectores de 916 mm de acuerdo con la información brindada por el fabricante. Asimismo, de acuerdo con la información facilitada por el fabricante del intercambiador, la pérdida de carga del mismo es de 1 110 mm para un caudal de 1 200 lt/h, y de 443 mm para un caudal de 600 lt/h.

Comparar el caso anterior con la solución de conectar las dos baterías en serie manteniendo el caudal de batería. Las distintas formas de conexión se pueden apreciar en la Fig. 6.20.

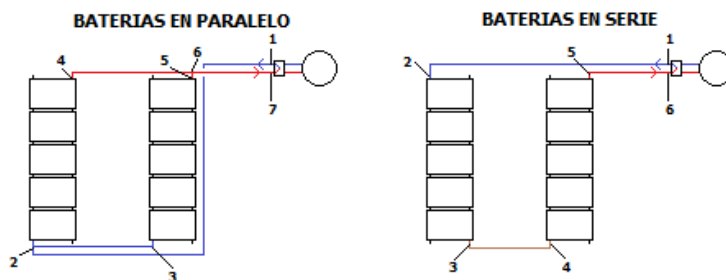


Figura 6.20: Esquema de conexionado serie y paralelo: ej. 6.7.

**Solución:** De acuerdo con el Cuadro 6.2 los resultados finales son:

- Baterías conectadas en paralelo: 1 200 lt/h y 3.8 m.c.a. (equivalente aproximadamente a 38 kPa).
- Baterías conectadas en serie: 600 lt/h y 3.4 m.c.a. (equivalente aproximadamente a 34 kPa).

□

### 6.5.3 Bombas de circulación

Un ejemplo de conexionado e instalación de bombas de circulación puede apreciarse en la Fig. 6.21.

#### Diseño

En las instalaciones solares térmicas se utilizan bombas centrifugas, de rotor húmedo o seco, y se situarán en las zonas más frías del circuito. Cuando

6. DISEÑO Y DIMENSIONADO DE COMPONENTES

1. Pérdidas de carga en tuberías y accesorios											CONEXIÓN PARALELO				
número tramo	longitud (m)	caudal (lt/h)	diámetro ext. (mm)	v (m/s)	diámetro int. (mm)	mm.c.a. m	tub. tramo mm.c.a.	tub. acum mm.c.a.	reduc.	codos	tes	válvulas	longitud equiv. (m)	mm.c.a. acc. tramo	
1-2	21	1 200	28	0.63	26	20	425	425	1	5	1	1	19	378	
2-3	5.5	600	22	0.53	20	20	111	536	0	2	0	1	9	189	
5-6	1.5	600	22	0.53	20	20	30	566	0	2	0	1	9	189	
6-7	6	1 200	28	0.63	26	20	121	687	1	3	1	1	16	330	
<b>pérdida de carga en tuberías:</b>									<b>687</b>						
<b>2. Pérdidas de carga en colectores</b>											<b>pérdida de carga en accesorios:</b>				
No. de colectores por batería: 5											1 087				
conexión interno de las baterías: paralelo															
No. de baterías en serie: 1															
<b>3. Pérdidas de carga en intercambiador</b>											<b>pérdida de carga en colectores (mm.c.a.): 916</b>				
datos del fabricante (mm.c.a.):											1 110				
<b>4. Pérdidas de carga totales</b>											<b>pérdida de carga total (mm.c.a.) 3 800</b>				
coeficiente de seguridad adicional: 1.00															
<b>1. Pérdidas de carga en tuberías y accesorios</b>											<b>CONEXIÓN SERIE</b>				
número tramo	longitud (m)	caudal (lt/h)	diámetro ext. (mm)	v (m/s)	diámetro int. (mm)	mm.c.a. m	tub. tramo mm.c.a.	tub. acum mm.c.a.	reduc.	codos	tes	válvulas	longitud equiv. (m)	mm.c.a. acc. tramo	
1-2	12	600	22	0.53	20	20	241	241	0	2	0	2	17	342	
3-4	5.5	600	22	0.53	20	20	111	352	0	4	0	0	4	72	
5-6	7.5	600	22	0.53	20	20	151	503	0	3	0	1	10	207	
<b>pérdida de carga en tuberías:</b>									<b>503</b>						
<b>2. Pérdidas de carga en colectores</b>											<b>pérdida de carga en accesorios: 622</b>				
No. de colectores por batería: 5															
conexión interno de las baterías: serie															
No. de baterías en serie: 2															
<b>3. Pérdidas de carga en intercambiador</b>											<b>pérdida de carga en colectores (mm.c.a.): 1 832</b>				
datos del fabricante (mm.c.a.):											443				
<b>4. Pérdidas de carga totales</b>											<b>pérdida de carga total (mm.c.a.) 3 400</b>				
coeficiente de seguridad adicional: 1.00															

Cuadro 6.2: Cálculo de la pérdida de carga en conexionado paralelo y serie.

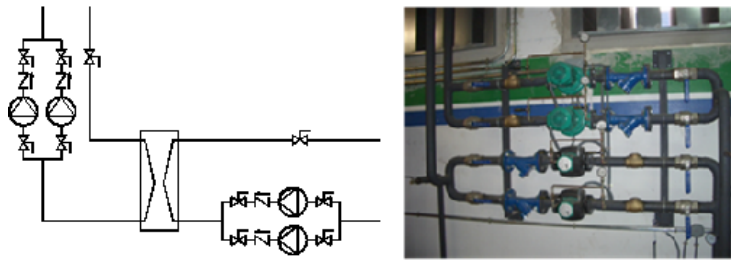


Figura 6.21: Esquema de conexionado y ejemplo de instalación de bombas de circulación.

sea posible se montarán en tuberías verticales, evitando las zonas bajas, que puede retener suciedades.

En instalaciones de tamaño superior a  $50\text{ m}^2$  se montarán dos bombas idénticas en paralelo, una de ellas en reserva, en cada uno de los circuitos y se planificará el funcionamiento alternativo de las mismas, de forma manual o automática.

Se deben utilizar válvulas antirretorno en la impulsión de las bombas cuando se monten en paralelo. Cuando se utilice una única bomba por circuito, la válvula antirretorno se podrá situar en cualquier lugar del mismo.

Se deben utilizar válvulas de corte a la entrada y a la salida de cada bomba para permitir su mantenimiento y, en función de la calidad de las aguas, es recomendable instalar un filtro de cestilla aguas arriba de las bombas.

### Dimensionado y selección

La bomba se debe seleccionar de forma que el caudal y la pérdida de carga de diseño se encuentren dentro de la zona de rendimiento óptimo especificado por el fabricante. La bomba se seleccionará a partir de los datos de caudal y presión:

- El caudal nominal será igual al caudal de diseño del circuito.
- La presión de la bomba debería compensar la pérdida de carga del circuito correspondiente.

#### ▷ Ejemplo 6.8.

Calcular las bombas de una instalación solar cuyas condiciones de funcionamiento son:

- Circuito primario:  $1200\text{ lt/h}$  y  $3.8\text{ m c a}$  (equivalente a aproximadamente  $38\text{ kPa}$ ).
- Circuito secundario:  $1200\text{ lt/h}$  y  $2.7\text{ m c a}$  (equivalente a aproximadamente  $27\text{ kPa}$ ).



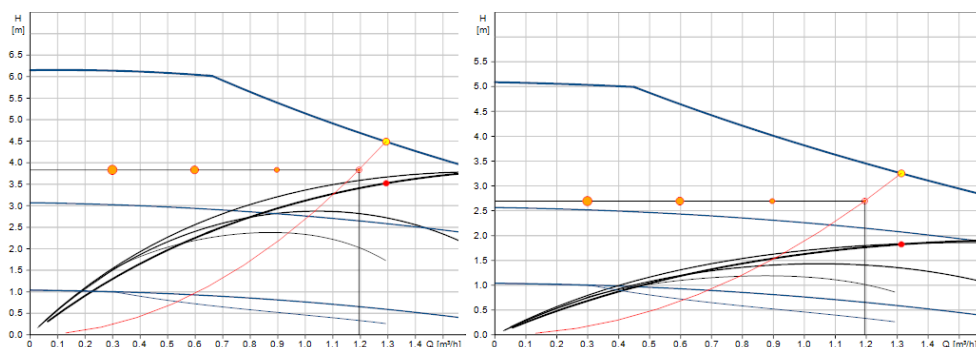


Figura 6.22: Curvas de funcionamiento de bombas de circulación.

**Solución:** En los gráficos de funcionamiento de bombas que muestran en la Fig. 6.22 se determinan los puntos de trabajo, con lo cual se selecciona la bomba prefiriendo la de menor potencia eléctrica.  $\square$

### Consumo eléctrico

El cálculo de caudales, tuberías y pérdidas de carga de los circuitos termina con la selección de las bombas de circulación; éstas requieren de la alimentación eléctrica para su funcionamiento. El consumo eléctrico de las bombas, en algunos casos, puede ser significativo y debe delimitarse.

Un adecuado ajuste de los parámetros de diseño anteriores conducirá a la selección de la bomba adecuada con una potencia eléctrica ajustada. En general se admite que, en grandes instalaciones, la potencia eléctrica de la bomba no debería exceder del 1% de la mayor potencia calorífica que puede suministrar el grupo de colectores.

La potencia eléctrica indicada anteriormente será aplicable a las que participan en el trasvase hasta el acumulador, pero no será de aplicación a otras bombas que se puedan usar en el sistema de llenado, trasvase o similares.

### ▷ Ejemplo 6.9.

En una instalación de  $100\text{ m}^2$  que puede suministrar una potencia térmica cercana a los  $60\text{ kW}$ , la suma de las potencias eléctricas de las bombas de primario y secundario requeridas no debería superar los  $600\text{ W}$ .

#### 6.5.4 Válvulas

##### Válvulas de corte

Se recomienda que en instalaciones de tamaño superior a 100 m<sup>2</sup>, se utilicen las válvulas de corte necesarias para poder realizar operaciones de mantenimiento en los componentes más importantes, sin necesidad de realizar el vaciado completo de la instalación y sin necesidad de que deje de funcionar. Para ello, se deben instalar válvulas de corte a la entrada y salida de:

- Cada grupo de colectores.
- Acumuladores, intercambiadores y bombas.
- La instalación solar, para poder aislarla del sistema auxiliar.

Para mantener la instalación en funcionamiento, se deberán dejar previstas las válvulas de corte para los circuitos de bypass cuando sean necesarios.

Es importante analizar los circuitos para no instalar más válvulas de corte de las estrictamente necesarias, ya que su uso indiscriminado, además del mayor costo que representan, produce mayores pérdidas térmicas y puede introducir más riesgos de fallas.

##### Válvula de seguridad

Se debe instalar, como mínimo, una válvula de seguridad en cada uno de los circuitos cerrados de la instalación. Deberían ser siempre con manómetro e instaladas en lugar próximo a los sistemas de expansión correspondientes.

Adicionalmente, se debe instalar una válvula de seguridad en:

- Cada uno de los sectores del grupo de colectores.
- Cada uno de los acumuladores.

Se recomienda que la presión de tarado de las válvulas de seguridad, ubicadas dentro de las sectorizaciones de los grupos de colectores, sea superior a la de la válvula de seguridad principal del circuito primario. Esto se recomienda con el fin de priorizar la descarga principal en caso de sobrepresión o, alternativamente, anular el funcionamiento de las válvulas de seguridad secundarias cuando no tengan que estar operativas.

La posición de las válvulas de seguridad y la conducción del escape debería garantizar que, en caso de descarga, no se provoquen accidentes o daños. Para ello, los escapes de las válvulas de seguridad deberán estar conducidos para proteger la seguridad de las personas. La conducción a los desagües debería ser visible para poder comprobar la salida de fluido y en caso de evacuación a redes de la edificación, deberá verificarse la resistencia de las mismas a la alta temperatura del fluido.

### Válvulas de retención

Se debe instalar válvulas de retención o antirretorno en:

- La alimentación de agua fría.
- En todos los circuitos cerrados para evitar circulaciones naturales indeseadas.
- En cada una de las bombas, cuando se monten en paralelo, para permitir la conmutación automática.

Las válvulas de retención deberán garantizar un determinado nivel de hermeticidad para el máximo nivel de presión diferencial que se pueda establecer.

### Válvulas de equilibrado

Se deben instalar válvulas de equilibrado para introducir pérdidas de carga adicionales en determinados componentes o subsistemas con el fin de equilibrar circuitos en paralelo.

Debe prestarse especial atención a las temperaturas máximas de las válvulas de equilibrado próximas a los colectores, ya que deben soportar la temperatura máxima correspondiente.

### Válvulas de vaciado

Se deben instalar válvulas de vaciado que permitan el desagüe total y parcial de la instalación. Las válvulas de vaciado deben estar conducidas, de forma visible, hasta la red de drenaje de la edificación. Las tuberías de drenaje dispondrán de las pendientes necesarias para que no existan retenciones de líquido en todo su recorrido.

#### 6.5.5 Equipo de llenado

Los circuitos cerrados deberían incorporar un sistema de llenado, manual o automático, que permita llenar el circuito y mantenerlo presurizado. El diseño del sistema de llenado deberá cumplir la normativa vigente. Dos ejemplos de sistemas de llenado se ilustran en la Fig. 6.23.

Cuando los circuitos requieran anticongelante se debería incluir un sistema que permita preparar la mezcla en un recipiente o depósito independiente para, posteriormente, introducirla en el circuito de forma manual o automática.

#### 6.5.6 Sistemas de purga

El aire en el interior de los circuitos cerrados reduce la capacidad de transferencia de calor de circuitos, puede dejar la bomba trabajando en vacío y aumenta los riesgos de oxidación interna. Es evidente que hay que prever los

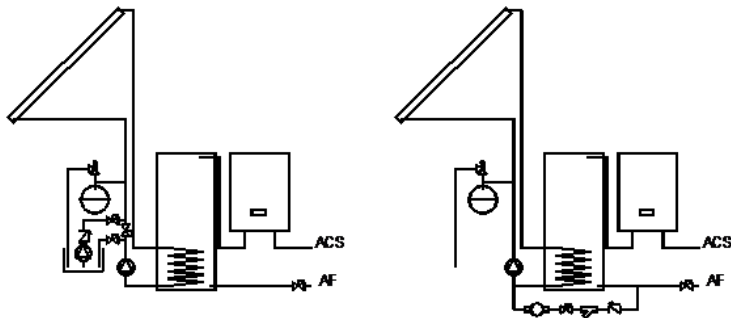


Figura 6.23: Sistemas de llenado de circuitos primarios.



Figura 6.24: Distintos sistemas con purgador automático en la salida de baterías de captadores.

sistemas necesarios para facilitar la evacuación y salida del aire; pero mucho mejor y beneficioso para el circuito es evitar la entrada de aire.

Está demostrado que el uso de los purgadores automáticos (ver Fig. 6.24) de aire a la salida de los captadores en las instalaciones solares térmicas sirven de poco ya que, en funcionamiento normal, disponen de una válvula de corte que está cerrada para evitar tanto que se pierda vapor de fluido caloportador como para impedir que entre aire en el caso de que se genere depresión [ASIT, 2010].

Cuando no se conoce la tecnología solar térmica se llegan a utilizar purgadores de aire automáticos sin ningún otro requisito salvo que sean muy económicos, lo que ha introducido una gran cantidad de problemas en las instalaciones ya que normalmente no soportan la temperatura del circuito y, naturalmente, no están preparados para retener el vapor que se puede producir en las instalaciones.

Parece imprescindible, por tanto, que el purgador automático debería ser de mejor calidad y que, como mínimo, soporte la máxima temperatura que

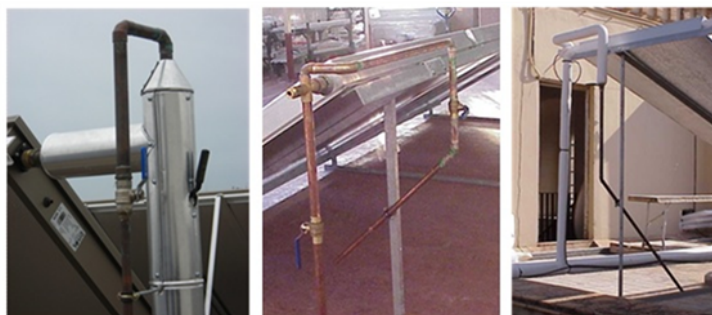


Figura 6.25: Distintos tipos de purgadores manuales.

pueda alcanzar y se instale después de una válvula de corte que lo independice del circuito para evitar que le alcance el vapor. Si lo que ocurre en la práctica habitual es que los purgadores automáticos se desmontan para el llenado del circuito porque así se realiza más rápido, y que una vez que el circuito está lleno de fluido y purgado de aire, se dejan con la válvula de corte cerrada; entonces no queda más remedio que preguntarse sobre la utilidad del purgador automático y es probable que la respuesta sea que ninguna.

Los sistemas de purga manuales (ver Fig. 6.25) son más fiables, más económicos y seguros; los sistemas de purga manuales alcanzan su mejor resultado cuando los circuitos cerrados son herméticamente cerrados y se evitan todos los elementos que aumentan el riesgo de que un circuito no sea estanco.

Desde el punto de vista constructivo, los purgadores manuales son tramos de tubería que configura un cierto volumen para eventual acumulación de aire por encima del punto donde está conectado al circuito; estos deben ser puntos de baja velocidad de fluido o con trampas de retención de aire. Se debe disponer de una válvula de corte para realizar la purga de aire y es recomendable conducir la evacuación hasta un punto de drenaje adecuado.

Se considera que debe evolucionar el criterio de sacar el aire de las instalaciones por el de no dejar que entre aire en las instalaciones; hay muchas experiencias de muy buenas instalaciones solares que no disponen de purgadores automáticos ni se tienen que purgar durante varios años.

El aire no entra en un circuito cerrado que esté totalmente presurizado. El aire entra en un circuito que haya perdido líquido, normalmente en caliente y cuando se enfría se genera una depresión interior y si la presión interior es inferior a la atmosférica; se crea un vacío y el aire entra normalmente por los purgadores automáticos y por las válvulas de seguridad.

El aire interior de un circuito cerrado puede proceder de:

1. Del existente antes del llenado con líquido y puesta en marcha de la instalación. Cuando la instalación está bien realizada y se ejecuta un

procedimiento de llenado correcto, después de repetido el proceso el aire debe haberse eliminado completamente.

2. Del que pueda entrar a través de cualquier componente que esté en depresión con respecto a la presión atmosférica. Suele ocurrir algún fallo de la instalación (depósito de expansión, sistema de llenado, válvula de seguridad, etc.) que debe subsanarse.
3. Del que viene disuelto en el agua o fluido de alimentación que puede desprenderse a medida que aumenta la temperatura, pero no es significativo en relación con los dos anteriores.

Si se realiza un buen llenado inicial durante la puesta en marcha, se realiza un circuito primario estanco y no existe reposición de fluido nuevo, no entrará aire en el circuito.

Es necesario, por tanto, utilizar purgadores de aire, y naturalmente que sean manuales. El uso de desaireadores intercalados en los circuitos e instalados en tramos donde no pueda llegar el vapor si puede facilitar la purga centralizada.

De todas formas, si existe aire en el interior de los circuitos siempre queda atrapado y se acumula en los sifones invertidos; para facilitar su evacuación es importante, lo primero, que haya la menor cantidad posible de sifones invertidos. El sifón invertido es un trazado hidráulico que exige una circulación descendente del fluido y si éste no tiene velocidad suficiente puede no arrastrar el aire. Cuando se forme un sifón invertido se estudiará la necesidad de colocar un sistema de purga de aire en el punto más desfavorable del sifón. Puede haber sifones invertidos donde la elevada velocidad del fluido impida que se acumule el aire.

Los sifones invertidos más característicos y habituales de las instalaciones solares son los puntos altos de la salida de las baterías de colectores. Cuando así ocurra se colocarán sistemas de purga de aire, es suficiente que estén constituidos por botellines de desaire y una válvula manual.

El botellín de desaire debe tener un volumen mínimo para que pueda acumular una determinada cantidad de aire (algunos recomiendan unos  $10 \text{ cm}^3$  por metro cuadrado de colector).

La instalación de los trazados horizontales e irregulares de tuberías con una ligera pendiente (mínima del 1%), en el sentido de circulación, puede facilitar la evacuación. Sin embargo, no es imprescindible ya que puede complicar el montaje cuando el trazado horizontal corresponde a las dos tuberías de ida y retorno.

Los acumuladores de agua caliente, sobre todo los de gran tamaño, deberían disponer también de un sistema de purga en la zona más alta, preferiblemente de actuación manual.

## 6.6 Equipos de medida

Para tener la información necesaria, y realizar el control del correcto funcionamiento de la instalación, será necesario disponer de los elementos de medida, sensores y elementos de control adecuados; se describen a continuación los dispositivos necesarios para tomar medidas de presiones, de temperaturas, de caudales, de energía térmica y de las restantes variables más habituales.

Para cada caso concreto y en función de las condiciones de contorno, sobre todo los recursos disponibles, se seleccionarán los más adecuados para proporcionar la información requerida. Se hace referencia a la medida de la variable sin distinguir la tipología de sensores a utilizar, ni si son indicadores directos o si son transductores, analógicos o digitales; incluso, a veces, pueden ser interruptores de la variable a medir.

Para la selección de los medidores y sus condiciones de instalación se deberán tener en cuenta los manuales de instalaciones térmicas y las recomendaciones de los fabricantes.

Cuando la fiabilidad de la medida sea importante, es conveniente que los sensores estén duplicados y, en otros casos, tener prevista la posibilidad de hacer contraste de medidas, por ejemplo, dejando pozos de temperaturas para lectura manual.

### 6.6.1 Medidas de presión.

Para la medida de presión, se pueden instalar manómetros (ver Fig. 6.26):

- En un lugar próximo al sistema de llenado e integrado en el mismo.
- Asociado al sistema de expansión y la válvula de seguridad de cada circuito.

Es importante que, cuando la posición de los sistemas de llenado o expansión no sea fácilmente accesible, se instalen otros sistemas de visualización en un lugar más adecuado.

Para la medida de presión diferencial, se instalarán manómetros con sendas válvulas de corte entre:

- Aspiración e impulsión de bombas.
- Entrada y salida de los circuitos del intercambiador.

### 6.6.2 Medidas de temperatura

Para medida de temperaturas se deberían disponer:

- En la entrada y salida del campo de captadores. Si los circuitos no son muy largos, esta medida se puede tomar en la entrada y salida del intercambiador de calor.



Figura 6.26: Puentes manométricos en bombas de circulación y en ambos circuitos de un intercambiador. Ambos se encuentran en instalaciones solares en fase de montaje.

- En el campo de captadores, aunque no se disponga de termómetros en las salidas de cada grupo, se deberían prever vainas de inmersión en cada una de ellas para puntualmente realizar las comprobaciones necesarias.
- En los intercambiadores se medirán las entradas y salidas de los circuitos correspondientes.
- En los acumuladores. Es conveniente, sobre todo en los acumuladores grandes y esbeltos, al menos instalar 2 termómetros situados en la parte superior e inferior para disponer de una medida de la estratificación de temperaturas y poder estimar la carga real de energía del sistema. Cuando existan varios acumuladores, todos ellos debería disponer de los mismos elementos de medida.
- En el circuito de consumo se preverán termómetros en la entrada de agua fría, en la salida de agua caliente del sistema de acumulación y en la salida de agua caliente del sistema auxiliar. En estos circuitos y debidos a la gran variabilidad del caudal, es importante tener en cuenta la inercia de los sensores de medida.

### 6.6.3 Medidas de caudal y de energía térmica

Se instalará contador de agua en la entrada de agua fría a la instalación solar. Este contador se puede utilizar como parte de un contador de energía térmica que disponga de las dos sondas situadas en la entrada de agua fría y en la salida de agua caliente del sistema de acumulación

Para la medida y control del caudal y energía en circuitos primario cabe desde realizar una medida del caudal con válvula de equilibrado y utilizar los estados de funcionamiento de bombas hasta utilizar contadores de energía



pasando por el uso de contadores volumétricos para la medida continua del caudal y utilizar.

Naturalmente en función del tamaño y características de la instalación se deberán disponer sistemas de medida de caudal más o menos precisos.

### 6.6.4 Otras medidas

La medida característica y diferencial de las instalaciones solares térmicas es la radiación solar global. Normalmente se deberían utilizar piranómetros pero para las precisiones que se requieren, y debido a su costo, el uso más extendido es el de células fotovoltaicas calibradas.

Desde el punto de vista del control de la eficiencia global de las instalaciones, solar y auxiliar, de producción de ACS, serán importantes los sistemas de medida de la energía final del sistema auxiliar, sea Gas Natural, gasóleo o GLP, además de la medida del consumo eléctrico de toda la instalación.

## 6.7 Aislamiento de la red hidráulica

### 6.7.1 Selección y montaje del aislamiento

1. Todas las tuberías, accesorios y componentes de la instalación se aislarán para disminuir las pérdidas térmicas en los circuitos.
2. Con carácter general se aislarán todas las tuberías que contengan fluidos a temperatura superior a 40 °C.
3. 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.
4. No se aislarán los vasos de expansión ni el ramal de conexión entre el vaso de expansión y la línea principal del circuito.
5. Se aislarán todos los acumuladores e interacumuladores de la instalación.
6. Se aislarán todos los intercambiadores independientes salvo que existan especificaciones en contra por problemas de incrustaciones calcáreas o cuando el fabricante lo haya incorporado a un subsistema de la instalación.
7. El aislamiento de intemperie deberá llevar una protección externa que asegure la durabilidad ante las acciones climatológicas siendo las más recomendables la protección con chapa de aluminio. Son admisibles revestimientos con pinturas asfálticas, poliésteres reforzados con fibra de vidrio o pinturas acrílicas.

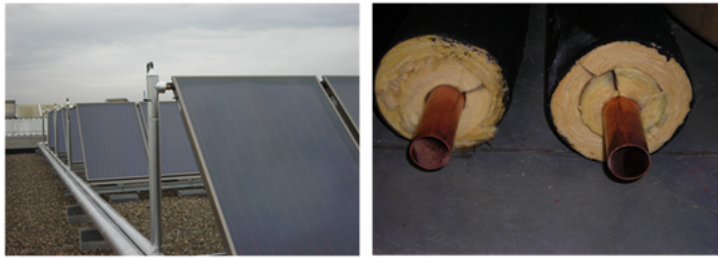


Figura 6.27: Ejemplos de tuberías con aislamiento protegido con chapas de aluminio y aislamiento previo al montaje con doble coquilla de fibra mineral.

8. El cálculo de los niveles de aislamiento térmico se realizará de forma que las pérdidas térmicas globales por el conjunto de conducciones no superen el 4% de la potencia que transporta.
9. Para el cálculo del espesor de aislamiento se podrá optar por el procedimiento simplificado o por el alternativo.

En la Fig. 6.27 se muestran dos ejemplos de tuberías con aislamiento.

### 6.7.2 Cálculo del espesor de aislamiento por el procedimiento simplificado

1. En el procedimiento simplificado los espesores mínimos de aislamiento térmicos, expresados en mm, en función del diámetro exterior  $D$  de la tubería sin aislar y para un material con conductividad térmica de referencia a  $10\text{ }^{\circ}\text{C}$  de  $0.040\text{ W/m K}$  deben ser los siguientes [RITE, 2011]:
  - Para  $D \leq 35\text{ mm}$ : el espesor mínimo será 20 mm al interior y 30 mm al exterior.
  - Para  $D > 35\text{ mm}$ : el espesor mínimo será 30 mm al interior y 40 mm al exterior.
2. Los espesores mínimos de aislamiento de acumuladores y otros equipos, para un material con conductividad térmica de referencia a  $10\text{ }^{\circ}\text{C}$  de  $0.040\text{ W/m K}$  no serán inferiores a 50 mm.
3. Los espesores mínimos de aislamiento de las redes de tuberías que tengan un funcionamiento continuo, como redes de agua caliente sanitaria, deben ser los indicados anteriormente aumentados en 5 mm.
4. Los espesores mínimos de aislamiento de los accesorios de la red, como válvulas, filtros, etc., serán los mismos que los de la tubería en que estén instalados.

5. El espesor mínimo de aislamiento de las tuberías de diámetro exterior menor o igual que 20 mm y de longitud menor que 5 m, contada a partir de la conexión a la red general de tuberías hasta la unidad terminal, y que estén empotradas en tabiques y suelos o instaladas en canaletas interiores, será de 10 mm, evitando, en cualquier caso, la formación de condensaciones.
6. Cuando se utilicen materiales de conductividad térmica distinta a  $k_{ref} = 0.04 \text{ W/mK}$  a  $10^\circ\text{C}$ , se considera válida la determinación del espesor mínimo aplicando las siguientes ecuaciones [RITE, 2011]:

- Para superficies planas:  $d = d_{ref} \frac{k}{k_{ref}}$
- Para superficies de sección circular:

$$d = \frac{D}{2} \left[ e^{\left( \frac{k}{k_{ref}} \ln \left( \frac{D+2d_{ref}}{D} \right) \right)} - 1 \right]$$

Donde  $k_{ref}$  es la conductividad térmica de referencia igual a  $0.04 \text{ W/mK}$  a  $10^\circ\text{C}$ ,  $k$  es la conductividad térmica del material empleado,  $d_{ref}$  es el espesor mínimo de referencia,  $d$  es el espesor mínimo del material empleado y  $D$  es el diámetro interior del material aislante, coincidente con el diámetro exterior de la tubería.

### 6.7.3 Cálculo del espesor de aislamiento por el procedimiento alternativo

1. El método de cálculo elegido para justificar el cumplimiento de esta opción tendrá en consideración los siguientes factores:
  - El diámetro exterior de la tubería.
  - La temperatura del fluido considerada.
  - Las condiciones del ambiente donde está instalada la tubería, como temperatura seca mínima y la velocidad media del aire.
  - La conductividad térmica del material aislante que se pretende emplear a la temperatura media de funcionamiento del fluido.
  - El coeficiente superficial exterior, convectivo y radiante, de transmisión de calor, considerando la emitancia del acabado y la velocidad media del aire.
  - La situación de las superficies, vertical u horizontal.
  - La resistencia térmica del material de la tubería.
2. El método de cálculo se podrá formalizar a través de un programa informático siguiendo los criterios indicados en la norma UNE-EN ISO 12241.

3. El estudio justificará documentalmente el espesor empleado del material aislante elegido, las pérdidas, la temperatura superficial y las pérdidas totales de la red.

#### 6.7.4 Cálculo de las pérdidas térmicas

1. La importancia de las pérdidas térmicas exige que, en cada caso, sean evaluadas para determinar el aporte solar útil. El cálculo de las pérdidas térmicas se debe realizar de forma coherente con el método de cálculo de prestaciones que se utilice:
  - Si es un método simplificado se realizará una estimación de las pérdidas térmicas no incluidas en el cálculo y así evaluar las prestaciones netas de todas las instalaciones.
  - Si es un método de simulación debería verificarse que están incorporadas la evaluación de todas las pérdidas térmicas. En el caso que no estén incluidas, se realizarán las estimaciones adicionales que sean necesarias
2. La diferencia entre la temperatura del fluido de cada uno de los sistemas o que circula por cada uno de los circuitos y la temperatura ambiente origina unas pérdidas térmicas que deberían ser evaluadas.
3. La evaluación de las pérdidas térmicas de la instalación se realizarán conforme al método de cálculo de prestaciones que se utilice:
  - Si es un método simplificado se realizará una estimación de las pérdidas térmicas no incluidas en el cálculo para evaluar las prestaciones netas de todas las instalaciones.
  - Si es un método de simulación debería verificarse que están incorporadas la evaluación de todas las pérdidas térmicas que se han especificado en el capítulo 7. En el caso que no estén incluidas todas las pérdidas térmicas se realizarán las estimaciones adicionales que sean necesarias.
4. Para los cálculos simplificados, se asumirán las siguientes hipótesis de partida:
  - Se realizarán estimaciones medias diarias mensuales y se resumirá en la opción de definir una estimación diaria media anual.
  - La temperatura interior del fluido será la temperatura nominal de funcionamiento del sistema o circuito correspondiente.
  - Como temperatura ambiente se tomará la temperatura media ambiente anual (o considerar una temperatura fija de 10 °C para la estimación del valor medio anual) en los tramos exteriores del circuito y 20 °C en los tramos interiores.

circuito	PRI	SEC	CON	DIS	REC
horas de Funcionamiento (en hs)	6	6	12	24	24

Cuadro 6.3: Valores medios diarios por defecto para las horas de funcionamiento de los distintos circuitos. PRI: primario. SEC: secundario. CON: consumo. DIS: distribución. REC: recirculación.

- La conductividad térmica de referencia del aislamiento será 0.04 W/m K.
  - Se considerará una velocidad del aire nula.
5. Se estimarán las horas de funcionamiento de cada uno de los circuitos. Por defecto, podrán considerarse los valores medios diarios anuales que se muestran en el Cuadro 6.3.

#### A. Pérdidas térmicas en tuberías

1. Todos los circuitos se distribuirán en dos ramales que comprenderán, cada uno, las tuberías que discurren por el exterior y por el interior.
2. Para cada ramal, exterior e interior, de cada circuito se calculará el Coeficiente Global de Pérdidas  $CGP_{CIR}$  determinado en función de la longitud, el diámetro y el espesor de aislamiento de todas las tuberías que incorpora.
3. El CGP (en W/K) para cada uno de los ramales (exterior e interior) de los circuitos se determina según la siguiente expresión:  $CGP = \sum_i L_i r_i$ . Donde  $L_i$  y  $r_i$  es la longitud y la pérdida térmica por unidad de longitud de cada tramo de tubería.
4. Las pérdidas térmicas de cada circuito quedan caracterizadas por:
  - El coeficiente global de pérdidas CGP de los ramales que discurren por el exterior y el interior.
  - Su temperatura nominal de referencia establecido en el apartado 4.2.
  - Las temperaturas exteriores e interiores de cálculo.
  - Las horas de funcionamiento de cada circuito determinadas por los valores medios.
5. El cálculo se realiza determinando las pérdidas de cada ramal, la diferencia de temperaturas, y la potencia media de pérdidas del circuito (en W).

6. A partir de las horas de funcionamiento se calculan las pérdidas térmicas en cada uno de los ramales de los circuitos; a partir de estos valores se pueden obtener:
  - Las pérdidas térmicas de cada circuito sumando pérdidas de los 2 ramales al exterior y al interior.
  - Las pérdidas térmicas asociadas a la instalación solar y asociadas a la demanda.
  - Las pérdidas térmicas totales.
7. A continuación se indica un formato de hoja para el cálculo de las pérdidas térmicas
8. La determinación de las pérdidas térmicas también se puede realizar en base a valores medios mensuales utilizando los datos de temperaturas medias ambientes exteriores.

### B. Pérdidas térmicas en accesorios

1. Las pérdidas térmicas de accesorios aislados con los espesores de aislamiento equivalentes a las tuberías donde se incorporan pueden considerarse incluidos en los cálculos anteriores.
2. Sin embargo, pueden ser importantes las pérdidas térmicas que pueden producir los accesorios o componentes no aislados de cualquiera de los circuitos.
3. Se calcularán dichas pérdidas calculando la superficie de pérdidas o estimando dichas pérdidas como tramos de tubería equivalente no aislada.

### C. Pérdidas térmicas en acumuladores

1. Las pérdidas térmicas de los acumuladores se extraerán de la información facilitada por el fabricante o se calculará con los criterios anteriormente referidos.
2. A todos los efectos las pérdidas térmicas en acumuladores se computarán en base a funcionamiento continuo (24 horas diarias) a la temperatura nominal del sistema o circuito correspondiente.

### ▷ **Ejemplo 6.10.**

Ejemplo de cálculo de pérdidas térmicas. Calcular las pérdidas térmicas de un circuito de distribución (edificio de 6 plantas más la sala de acumulación) y recirculación de ACS que tiene los diámetros y longitudes que se pueden apreciar en el Cuadro 6.4.

**Solución:** Se obtienen del Cuadro 6.5 las pérdidas térmicas  $r_i$  que tendrían los diferentes diámetros para los distintos espesores del aislamiento. Se ha adoptado un valor de conductividad térmica de  $k = 0.04 \text{ W/m K}$  para la elaboración de dicho Cuadro.

Se selecciona un espesor de 20 mm y se calcula el coeficiente global de pérdidas (CGP) de cada uno de los circuitos. Este cálculo se muestra en el Cuadro 6.6. Luego, en el Cuadro 6.7 se calculan las pérdidas térmicas anuales supuestos que todos los trazados son de interior.

magnitud	ACU	P1	P2	P3	P4	P5	P6	REC
diámetro	35	35	35	35	35	28	22	18
longitud	5	3	3	3	3	3	3	3

Cuadro 6.4: Tabla de diámetros y longitudes de los circuitos. ACU: sala de acumulación. P1–P6: plantas del 1 al 6. REC: recirculación

pérdidas térmicas (W/m)						
diámetro (mm)	espesor del aislamiento (mm)					
	0	10	20	30	40	50
15	0.368	0.164	0.127	0.110	0.099	0.092
18	0.452	0.193	0.146	0.124	0.112	0.103
22	0.565	0.230	0.170	0.143	0.127	0.116
28	0.735	0.285	0.204	0.169	0.149	0.135
35	0.933	0.348	0.244	0.198	0.172	0.155
42	1.131	0.411	0.282	0.227	0.195	0.174
54	1.470	0.517	0.347	0.274	0.233	0.206

Cuadro 6.5: Pérdidas térmicas por unidad de longitud: ej. 6.10.

diámetro (mm)	distribución			recirculación		
	$r_i$ (W/m K)	$L_i$ (m)	$r_i \times L_i$ (W/K)	$r_i$ (W/m K)	$L_i$ (m)	$r_i \times L_i$ (W/K)
18	–	–	–	0.146	23	3.36
22	0.170	3	0.51	–	–	–
28	0.204	3	0.61	–	–	–
35	0.244	17	4.15	–	–	–
	<b>5.27 W/K</b>			<b>3.36 W/K</b>		

Cuadro 6.6: Pérdidas térmicas por unidad de longitud utilizando un espesor de 20 mm en tuberías al interior: ej. 6.10.

Si se hubiera utilizado un espesor de aislamiento de 30 mm. los resultados hubieran sido los que se muestran en los Cuadros 6.8 y 6.9. En relación a este caso, si se quiere evaluar el aumento de las pérdidas térmicas si todos los circuitos se instalan en el exterior, el resultado anual sería el que se muestra en el Cuadro 6.10.

## 6.8. Sistema eléctrico y de control

ramal	distribución		recirculación	
	int.	ext.	int.	ext.
<b>CGP circuito</b>	5.27 W/K	0 W/K	3.36 W/K	0 W/K
<b>temp. nominal</b>	45 °C		40 °C	
<b>temp. ambiente</b>	20 °C	10 °C	20 °C	10 °C
<b>diferencia temp.</b>	25 °C	35 °C	20 °C	30 °C
<b>potencia</b>	132 W	0 W/K	67 W/K	0 W/K
<b>horas func.</b>	24 hs		24 hs	
<b>energía anual</b>	1 154 kWh	0 kWh	588 kWh	0 kWh
<b>total circuitos</b>	<b>1 742 kWh</b>			

Cuadro 6.7: Pérdidas térmicas anuales utilizando un espesor de 20 mm en tuberías al interior: ej. 6.10.

diámetro (mm)	distribución			recirculación		
	$r_i$ (W/m K)	$L_i$ (m)	$r_i \times L_i$ (W/K)	$r_i$ (W/m K)	$L_i$ (m)	$r_i \times L_i$ (W/K)
<b>18</b>	–	–	–	0.124	23	2.85
<b>22</b>	0.143	3	0.43	–	–	–
<b>28</b>	0.169	3	0.51	–	–	–
<b>35</b>	0.198	17	3.37	–	–	–
	<b>4.31 W/K</b>			<b>2.85 W/K</b>		

Cuadro 6.8: Pérdidas térmicas por unidad de longitud utilizando un espesor de 30 mm en tuberías al interior: ej. 6.10.

ramal	distribución		recirculación	
	int.	ext.	int.	ext.
<b>CGP circuito</b>	4.31 W/K	0 W/K	2.85 W/K	0 W/K
<b>temp. nominal</b>	45 °C		40 °C	
<b>temp. ambiente</b>	20 °C	10 °C	20 °C	10 °C
<b>diferencia temp.</b>	25 °C	35 °C	20 °C	30 °C
<b>potencia</b>	108 W	0 W/K	57 W/K	0 W/K
<b>horas func.</b>	24 hs		24 hs	
<b>energía anual</b>	944 kWh	0 kWh	500 kWh	0 kWh
<b>total circuitos</b>	<b>1 444 kWh</b>			

Cuadro 6.9: Pérdidas térmicas anuales utilizando un espesor de 30 mm en tuberías al interior: ej. 6.10.

□

## 6.8 Sistema eléctrico y de control

El sistema eléctrico y de control se encarga de gobernar el correcto funcionamiento de todos los circuitos, controlando la alimentación eléctrica a los



ramal	distribución		recirculación	
	int.	ext.	int.	ext.
<b>CGP circuito</b>	0 W/K	4.31 W/K	0 W/K	2.85 W/K
<b>temp. nominal</b>	45 °C		40 °C	
<b>temp. ambiente</b>	20 °C	10 °C	20 °C	10 °C
<b>diferencia temp.</b>	25 °C	35 °C	20 °C	30 °C
<b>potencia</b>	0 W	151 W/K	0 W/K	86 W/K
<b>horas func.</b>	24 hs		24 hs	
<b>energía anual</b>	0 kWh	1 321 kWh	0 kWh	749 kWh
<b>total circuitos</b>	<b>2 070 kWh</b>			

Cuadro 6.10: Pérdidas térmicas anuales utilizando un espesor de 30 mm en tuberías al exterior: ej. 6.10.

distintos dispositivos electromecánicos que la componen, fundamentalmente bombas y válvulas motorizadas.

El objetivo del sistema de control es maximizar la energía solar aportada y minimizar el consumo de energía auxiliar. Por otro lado, puede utilizarse como medio adicional a los sistemas de protección y seguridad para evitar que se alcancen temperaturas superiores a las máximas soportadas por los materiales, componentes y tratamientos de cada circuito.

En la memoria de cálculo se recomienda especificar la estrategia de control utilizada, el tipo de control que se utiliza en cada circuito y la posición de las sondas de temperatura, así como adjuntar un esquema eléctrico del sistema.

### 6.8.1 Equipo de control

Para el control de funcionamiento normal de las bombas, en el circuito primario se recomienda utilizar un sistema de control de tipo diferencial, actuando en función del salto de temperatura entre la salida de colectores y el sistema de acumulación solar. Opcionalmente, se podrán utilizar sistemas de control por célula crepuscular u otros dispositivos cuyo funcionamiento garantice las mejores prestaciones de la instalación. En la Fig. 6.28 se muestran algunos modelos de sistema de control.

En el resto de los circuitos el control de funcionamiento normal de las bombas será de tipo diferencial, comparando la temperatura más caliente de un sistema o circuito con la temperatura más fría del otro sistema o circuito.

Los sensores que reflejen la temperatura de salida de los colectores se deben colocar en la parte interna y superior de éstos, en contacto con el absorbedor o a la salida de la batería de colectores solares. La distancia recomendada es, como máximo, a 30 cm de la salida de los colectores o de la batería a efecto de medir adecuadamente su temperatura.

Siempre que sea posible, las referencias de temperatura es preferible tomarlas en el interior de los acumuladores antes que en las tuberías de conexión.

El sensor de temperaturas de la parte fría del acumulador solar, se debe situar en la parte inferior del acumulador, en una zona influenciada por la



Figura 6.28: Distintos modelos de equipos de control.

circulación del circuito primario, a una altura comprendida entre el 10 % y el 30 % de la altura total del acumulador y alejado de la toma de entrada de agua fría. En el caso particular de usar un intercambiador de tipo serpentín, se recomienda que se localice en la parte media del intercambiador.

El rango de temperatura ambiente de funcionamiento del sistema de control será deseable como mínimo entre  $-10^{\circ}\text{C}$  y  $50^{\circ}\text{C}$ . El tiempo mínimo de errores especificado por el fabricante del sistema de control no debe ser inferior a 7 mil horas.

### Función control diferencial

Cuando el control de funcionamiento de las bombas sea diferencial, la precisión del sistema de control y la regulación de los puntos de consigna buscará, idealmente, que las bombas estén detenidas con diferencias de temperaturas menores de  $2^{\circ}\text{C}$  y en marcha con diferencias superiores a  $7^{\circ}\text{C}$ . No obstante, se recomienda estudiar cada caso tomando en consideración la diferencia media logarítmica de las temperaturas de intercambio.

El control debe incluir señalizaciones visibles de la alimentación del sistema y del funcionamiento de bombas. Es recomendable el uso de controladores que muestren la temperatura de los sensores, así como aquellos que, adicionalmente, muestren la temperatura del fluido en la entrada al campo de colectores para observar el salto de temperaturas.

### Función limitación temperatura máxima del acumulador

Para limitar la temperatura máxima del acumulador se utilizará un sensor de temperaturas, preferentemente situado en la parte alta del mismo, que actuará anulando el aporte de energía. La actuación podrá hacerse:

- En sistemas con intercambiador interno, parando la bomba del circuito primario o actuando sobre una válvula de tres vías que interrumpa la circulación por el intercambiador.

- En sistemas con intercambiador externo, parando la bomba del circuito secundario o interrumpiendo la circulación por el acumulador con una válvula de tres vías.

El funcionamiento o no de la bomba de circulación del primario estará condicionada por el interés de disponer de circulación para la evacuación de calor del circuito.

Cuando se utilice un sensor de temperatura que no esté situado en la parte superior del acumulador, deberá regularse la actuación con un margen adicional para tener en cuenta que la estratificación puede producir temperaturas más altas de las registradas por el sensor.

Deberá considerarse que la limitación de temperatura del acumulador siempre supone una reducción de las prestaciones de la instalación solar, por lo que se procurará que la temperatura de consigna sea lo mayor posible para que su funcionamiento sea el menor posible.

### Función temperatura máxima del circuito primario

La limitación de temperatura del circuito primario se realiza para evacuar el calor que se genere en los colectores y para ello, con la señal del sensor de temperatura de colectores, se puede actuar sobre una válvula de tres vías que hará circular el fluido por el dispositivo disipador, que deberá ponerse en funcionamiento simultáneamente.

Es importante señalar que esta función será subordinada a la de protección del acumulador y por tanto, su actuación nunca podrá producir mayor calentamiento en el mismo.

### Función temperatura mínima de colectores

Cuando la protección contra heladas sea mediante circulación del circuito primario, se utilizará la señal de un sensor de temperaturas situado en los colectores, que actuará sobre la bomba del circuito primario para mantener la circulación en el mismo.

En una instalación con intercambiador externo, se deberá conectar también la bomba del circuito secundario para garantizar que no existan problemas de heladas, sobre todo, cuando el circuito primario tenga poca inercia o las temperaturas mínimas alcanzables sean muy bajas.

#### 6.8.2 Sistemas de monitorización

Se recomienda la utilización de sistemas de monitorización en las instalaciones solares para realizar un adecuado control, seguimiento y evaluación de las mismas.

Las variables a medir y registrar podrán ser:

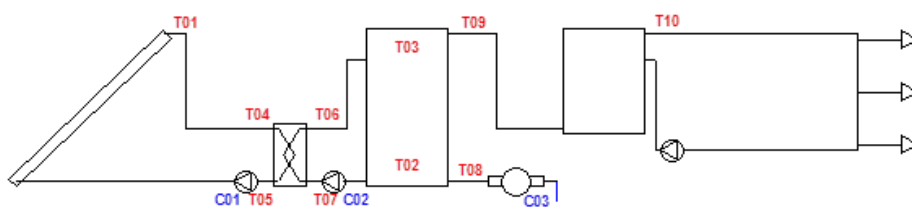


Figura 6.29: Ubicación de sondas de temperatura y caudalímetros.

- Temperaturas de los distintos sistemas, circuitos y ambiente.
- Caudales de los distintos fluidos de trabajo de todos los circuitos.
- Radiación solar global sobre el plano de colectores.
- Presión de trabajo en cada uno de los circuitos.
- Consumo de energía eléctrica.
- Consumo de energía en los sistemas auxiliar.
- Estado de posicionamiento de las válvulas de tres vías.
- Estado de funcionamiento de las bombas.

Preferentemente, se emplearán las siguientes tecnologías de medición:

- Temperaturas entre 0 °C y 120 °C: sondas resistivas PT-100 o PT-1000.
- Para temperaturas mayores de 120 °C: termopares.
- Presiones manométricas: transductores piezoeléctricos.
- Caudales: caudalímetros de turbina con emisores de pulsos.

Un ejemplo de disposición de estos sensores en un SST puede observarse en la Fig. 6.29.

El sistema de adquisición de datos deberá ser capaz de adquirir las señales, de la totalidad de los sensores, con una frecuencia ideal igual a un minuto. Sin embargo, se almacenará preferentemente la media de cada una de las señales que se tomen en un lapso de cinco minutos (registro de muestras instantáneas).

El sistema empleado para la adquisición de datos, debe realizar preferentemente el registro de los valores medios de las muestras, con una periodicidad no superior a cinco minutos. Estos registros deberán guardarse, si es posible, en una memoria no-volátil del equipo remoto, que tendrá capacidad para almacenar todos los datos registrados durante, al menos, 40 días de funcionamiento normal de la instalación.

La energía siempre se calculará en forma simultánea al muestreo de datos, es decir, en forma instantánea, y no se calculará a partir de los datos ya integrados y almacenados.

Además, se tendrá en consideración el almacenar datos respecto a los siguientes aspectos:

- Registro de totales absolutos: Volumen, energía y maniobras acumuladas.
- Registro de estadísticas diarias: máximas y mínimas de las sondas. Y máximos y totales de los contadores de caudal/energía.

## Cálculo de prestaciones energéticas

Ing. Juan Carlos Martínez Escribano  
[juancarlosmartinezscribano@yahoo.es](mailto:juancarlosmartinezscribano@yahoo.es)  
*Ingeniero Consultor*

El cálculo de prestaciones energéticas tiene por objeto predecir y conocer el comportamiento térmico de una instalación solar térmica ubicada en un determinado lugar y atendiendo una utilización específica. El comportamiento térmico queda definido por la evolución de un conjunto de parámetros (temperaturas, caudales, energía, etc.) a lo largo del tiempo y la integración de los mismos en un periodo de tiempo establecido, proporciona las prestaciones de la instalación.

El cálculo de un SST es un proceso iterativo que pretende definir la mejor instalación solar para resolver un determinado consumo de energía e incluye:

1. Definición y valoración de los parámetros de uso.
2. Selección de la configuración básica.
3. Cálculo de la demanda y el consumo de energía.
4. Obtención de los datos climáticos.
5. Selección de la orientación e inclinación de los colectores.
6. Selección de los parámetros funcionales de la instalación.
7. Cálculo de las prestaciones.

El proceso iterativo permite realizar un análisis de sensibilidad y si el resultado final no es el óptimo buscado puede ser necesario cambiar la configuración, ajustar la orientación e inclinación de colectores o modificar los parámetros funcionales para realizar un nuevo cálculo de las prestaciones de la instalación.

Como ya se indicó, todas las variables que afectan al cálculo de una instalación pueden agruparse en tres conjuntos de parámetros que definen las bases de cálculo o los datos de partida: parámetros de uso, climáticos y de funcionamiento.

### 7.1 Métodos de cálculo utilizables

1. El cálculo de las prestaciones de una instalación solar puede tener, básicamente, tres objetivos:
  - Que el futuro usuario disponga de una previsión de la energía térmica aportada.
  - Que el diseñador pueda optimizar parámetros de funcionamiento y diseño de instalaciones.
  - Que se puedan comparar distintas soluciones.
2. A los efectos de información para el usuario, siempre es importante disponer de los resultados del comportamiento y funcionamiento de la instalación para distintas condiciones de uso; para ello y como mínimo, se establece la necesidad de calcular las prestaciones de la instalación para consumos distintos al de diseño en un rango de  $\pm 50\%$ .
3. El método de cálculo utilizado deberá ser aceptado por las partes y se pueden admitir como válidos los distintos métodos aceptados por el sector y cuyo uso esté contrastado por entidades públicas y privadas, que sea amplia su difusión y que tenga la posibilidad de seleccionar distintos componentes. Los parámetros funcionales serán todos los necesarios por el método de cálculo.
4. Aunque se puedan utilizar otros métodos de cálculo, para justificar que se alcanza la fracción solar establecidas, para justificar el cumplimiento de las ETUS o para la comparación de soluciones, las prestaciones de la instalación deberán calcularse por el método f-chart que se describe en este capítulo y utilizando los datos establecidos.

### 7.2 Parámetros de demanda o de uso

1. Para que los datos de partida que se utilicen sean siempre los mismos se establece este único procedimiento para su estimación.

2. No obstante, el proyectista que disponga de otros datos y distinto criterio puede definir otros valores que considere oportunos pero los utilizará para cálculos alternativos de prestaciones pero no para el cálculo básico exigido por las ETUS a la instalación.
3. La utilización de valores de consumo, número de plazas y/o nivel de ocupación diferentes a los indicados deberá quedar justificada por el proyectista.
4. La comparación de demandas y prestaciones de las soluciones técnicas diferentes se realizará siempre sobre la base de los parámetros de demanda establecidos en esta guía.

### 7.2.1 Consumo de agua caliente

- La estimación del consumo de agua caliente se realiza utilizando valores medios diarios de referencia que atienden al tipo de edificio: viviendas, hospitales, residencias, etc.
- El Cuadro 7.1 relaciona los valores correspondientes<sup>a</sup> a los consumos unitarios de agua caliente sanitaria a una temperatura de referencia de 45 °C.
- Los consumos unitarios están referidos al número de personas que diariamente utilizan el servicio de agua caliente sanitaria.
- El número de personas totales que pueden utilizar las instalaciones de agua caliente del mismo se obtendrá según las indicaciones del correspondiente “programa funcional” de donde se deduce el número de personas que el diseñador utiliza para proyectar el edificio.

### Edificios de viviendas

1. En viviendas el consumo total diario medio de agua caliente sanitaria se obtiene multiplicando el consumo unitario del Cuadro 7.1 por el número de personas totales que ocupan la vivienda. En caso de que el programa funcional no lo concretase, como mínimo se considerarán 1.5 personas por cada dormitorio que se indique en el proyecto de la vivienda.
2. En edificios de viviendas que dispongan de instalaciones solares térmicas centralizadas, el cálculo del consumo total de agua caliente sanitaria considerará un factor de centralización (FC) que depende del número de viviendas ( $N$ ) alimentados por la misma instalación solar.

---

<sup>a</sup>Valores extraídos de la Norma UNE 94002:2005.



## 7. CÁLCULO DE PRESTACIONES ENERGÉTICAS

critorio de demanda	consumo unitario (lt/día p)	número de personas (p)	ocupación
viviendas/apartamentos	40	1.5p/dormitorio	E1
hospitales y clínicas	80	1p/plaza	E1
ambulatorio y centro de salud	60	1p/plaza, 1plaza/m <sup>2</sup>	E1
hotel (5 estrellas)	100	1p/plaza	E2-E3
hotel (4 estrellas)	80	1p/plaza	E2-E3
hotel (3 estrellas)/Apart-hotel	60	1p/plaza	E2-E3
hotel/hostal (2 estrellas)/Apart-hotel	50	1p/plaza	E2-E3
hostal/pensión/apart-hotel	40	1p/plaza	E2-E3
camping/campamentos	30	1p/plaza	E2-E3
residencia (ancianos, estudiantes, etc.)	60	1p/plaza	E1
centro penitenciario	40	1p/plaza	E1
albergue	35	1p/plaza, 1plaza/m <sup>2</sup>	E1-E2-E3
vestuarios/duchas colectivas	30	3p/plaza, 1plaza/ducha	E1-E2-E3
escuela sin duchas	6	0.5p/plaza, 1plaza/m <sup>2</sup>	E1
escuela con duchas	30	0.2p/plaza, 1plaza/m <sup>2</sup>	E1
cuarteles	40	1p/plaza, 1plaza/m <sup>2</sup>	E1
fábricas y talleres	30	1p/plaza, 1plaza/m <sup>2</sup>	E1
oficinas	3	0.5p/plaza, 1plaza/m <sup>2</sup>	E1
gimnasios	30	1p/plaza, 1plaza/m <sup>2</sup>	E1
restaurantes	12	2p/plaza, 1plaza/m <sup>2</sup>	E1
cafeterías	2	3p/plaza, 1plaza/m <sup>2</sup>	E1

Cuadro 7.1: Valores unitarios de consumo de agua caliente sanitaria. El consumo unitario se refiere al consumo de agua caliente sanitaria expresado en litros por persona por día. Los niveles de ocupación E1, E2 y E3, se explican en lo que sigue.

3. El consumo total diario medio de agua caliente sanitaria del edificio, calculado según procedimiento indicado anteriormente, se multiplicará por el factor de centralización FC. El valor del FC puede obtenerse del Cuadro 7.2 a partir del número de viviendas del edificio.
4. Para un mismo edificio, por tanto, el consumo de diseño será distinto si la instalación solar es individual, que si es centralizada por portales o si es centralizada para todo el conjunto.
5. Dentro del apartado viviendas se incluyen también los apartamentos de uso privado pero no los apartamentos en régimen de hotel que se equiparan a establecimientos hoteleros.
6. Sólo se considerarán apartamentos turísticos, y podrán tener ocupación distinta e inferior al 100%, los definidos y recogidos como tales en la reglamentación turística.

### Otros edificios (no viviendas)

1. En los demás casos, el consumo total diario medio de agua caliente sanitaria se obtiene a partir del consumo unitario, del número máximo de

$N$	FC
$N \leq 3$	1
$4 \leq N \leq 10$	0.95
$11 \leq N \leq 20$	0.90
$21 \leq N \leq 50$	0.85
$51 \leq N \leq 75$	0.80
$76 \leq N \leq 100$	0.75
$N \geq 101$	0.70

Cuadro 7.2: Factor de centralización en función del número de viviendas en el edificio.

personas y los porcentaje de ocupación indicados en el programa funcional, que podrá variar mes a mes, multiplicando el consumo unitario por el número de unidades de consumo.

- Si el programa funcional no establece el número de personas máximo que se deben considerar, se adoptará el criterio de número de camas, plazas, puestos, etc. que se expone en el Cuadro 7.1.
- Los consumos unitarios referidos incluyen todos los usos que se prestan desde una misma instalación centralizada siempre que haya un consumo principal y otros secundarios (cuya suma sea inferior al 20% del principal). Por ejemplo, en un hotel que tiene una única instalación centralizada para el servicio de agua caliente de habitaciones, las duchas de un vestuario de un gimnasio y la cocina de un restaurante que si los servicios de agua caliente fueran independientes.
- Cuando la suma de los consumos secundarios sea superior al 20% del principal, se deberá considerar como consumo total la suma de los consumos de los servicios que se presten.
- El servicio de restaurante y cafetería debe entenderse aplicable al uso de cocina y servicios auxiliares.
- Cuando no esté definido el número de personas que deban considerarse para estimar el consumo, el proyectista lo decidirá justificando que el criterio se debe referir al uso de la infraestructura proyectada y no a la infraestructura en sí. Por ejemplo, para un vestuario de una industria con 10 aparatos de duchas pero que lo utilizan 3 turnos de 40 trabajadores, deben considerarse 120 duchas/día

### Criterios para definir el porcentaje de ocupación

1. Se han definido tres tipos de ocupación E1, E2 y E3 asociados a la estacionalidad del uso y definidos por los porcentajes medios mensuales que se deberían utilizar en los cálculos. Deben entenderse como porcentaje de personas que utilizan un servicio sobre número máximo.
2. El tipo E1 se refiere a la ocupación constante (VC) a lo largo del año lo que proporcionará un consumo constante a lo largo del año. Se considerará:
  - Aplicado a viviendas, hospitales, entre otros. se considerará, sin excepciones, igual al 100 %.
  - Para edificaciones del sector turístico de Montevideo se considerará igual al 65 %.
  - Otras ocupaciones a definir con los criterios que justifique el proyectista.
  - En edificaciones tipo escuela o similar, aunque puedan quedar hasta 3 meses no operativos, no se considerará ninguna reducción y para el cálculo se utilizará una ocupación del 100 % todo el año.
3. Las referencias al sector turístico incluyen cualquier clase de edificación o actividad relacionada: hotel, apart-hotel, hostería, albergue, camping, etc.
4. Para los distintos tipos de ocupación se adoptarán los valores que se indican en el Cuadro 7.3 e ilustrados en la Fig. 7.1.
5. El tipo E2 corresponde a valores con una variación estacional verano/invierno en la proporción 2/1 y una ocupación media anual del 65 %. Será aplicable a cualquier tipo de actividad turística o termal en Colonia, Paysandú y Salto.
6. El tipo E3 corresponde a valores con una variación estacional verano/invierno en la proporción de 5/1 y una ocupación media anual del 45 %. Será aplicable a cualquier tipo de actividad turística de playa en la zona costera de Canelones, Maldonado y Rocha.
7. En otras edificaciones no incluidas en los apartados o localizaciones anteriores, se utilizarán y justificarán otros valores que consideren adecuados.
8. En instalaciones que sólo tienen consumo durante los días laborables de la semana como, por ejemplo, escuelas, edificios comerciales o industrias que cierran los fines de semana se podrá realizar el cálculo del consumo con un valor medio diario equivalente al 5/7 del establecido.

ocupación (%)	tipo E1	tipo E2	tipo E3
<b>ENE</b>	VC	100	100
<b>FEB</b>	VC	80	80
<b>MAR</b>	VC	60	60
<b>ABR</b>	VC	50	20
<b>MAY</b>	VC	50	20
<b>JUN</b>	VC	50	20
<b>JUL</b>	VC	50	20
<b>AGO</b>	VC	50	20
<b>SEP</b>	VC	50	20
<b>OCT</b>	VC	60	40
<b>NOV</b>	VC	80	60
<b>DIC</b>	VC	100	80
<b>MED</b>	VC	65	45

Cuadro 7.3: Tipos de estacionalidad en el consumo de agua caliente sanitaria.

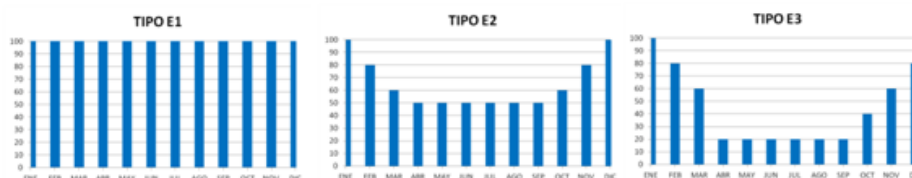


Figura 7.1: Evolución anual del consumo de agua caliente sanitaria para los tipos de estacionalidad.

9. En algunos casos es importante considerar que tanto los valores medios como la estacionalidad del consumo puede evolucionar, aumentando con el tiempo. La elaboración del proyecto lo analizará realizándose las previsiones de ampliación que el proyectista considere.

### Edificios existentes

1. En el caso de edificios e instalaciones existentes, el proceso sería el mismo anteriormente referido, pero los valores obtenidos se deberían contrastar con otros datos que puedan ser conocidos:
  - El consumo de agua caliente: si este dato es conocido debería utilizarse el valor medio anual para el cálculo.
  - El consumo de agua fría: si se conoce este dato, el consumo de agua caliente debería ser un porcentaje (del orden del 30 % para viviendas).
  - El gasto de energía para agua caliente: si se conoce este dato, contrastarlo con el gasto que resulta de la estimación de consumo multiplicando la demanda de energía por el coste de la energía térmica.

ca producida por el sistema convencional que tenga en cuenta el rendimiento medio estacional de la instalación.

- El tamaño de la instalación convencional existente: normalmente el consumo estará comprendido entre 1 y 3 veces la capacidad de acumulación (estimación).
2. La disponibilidad de otros datos permitirá utilizarlos para el cálculo alternativo de prestaciones pero no para el dimensionado de la misma.

### 7.2.2 Temperatura de agua fría de entrada

1. La temperatura diaria media mensual de agua fría de las distintas ciudades se tomará del apéndice A del Volumen I de este Manual.
2. La utilización de valores de temperaturas de agua fría diferentes a los indicados deberá ser justificada.

### 7.2.3 Temperatura de agua caliente

1. El consumo de referencia estará calculado para una temperatura de referencia de 45 °C con los datos del apartado 7.2.1. De esta forma se adopta el criterio de que el caudal de consumo sin temperatura especificada corresponde al de 45 °C siendo necesario referenciarla en el resto de los casos:  $V_{ACS}(45\text{ °C}) = V_{ACS}$ .
2. Cuando el consumo se asocia a cualquier otro valor de temperatura  $T$ , los valores del consumo  $V_{ACS}(T)$  se determinan de acuerdo con la Ec. 7.1.

$$V_{ACS}(T) = V_{ACS}(45\text{ °C}) \times \left( \frac{45\text{ °C} - T_{AF}}{T - T_{AF}} \right) \quad (7.1)$$

3. El consumo de agua caliente se puede expresar asociado con la temperatura de uso ( $T_U$ ) o con cualquier otro valor como la temperatura de distribución ( $T_d$ ) o la temperatura de preparación ( $T_P$ ). En la Fig. 7.2 se muestran gráficamente las temperaturas definidas anteriormente en una instalación solar con un sistema auxiliar de agua caliente por acumulación.
4. El consumo asociado a la temperatura de preparación, salvo en configuraciones especiales no recogidas en las ETUS (por ejemplo, cuando los sistemas de apoyo están conectados en paralelo a la instalación solar) es el que circula por la instalación solar de precalentamiento.
5. La mezcla de este caudal de preparación con agua fría, tanto a la salida del sistema auxiliar como en el punto de consumo, proporciona el caudal de distribución y el caudal de uso a las correspondientes temperaturas.

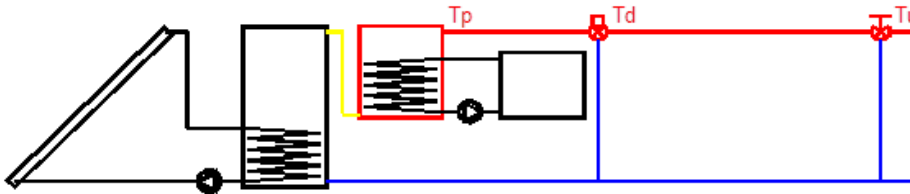


Figura 7.2: Temperaturas de un SST con un sistema auxiliar de agua caliente por acumulación.

El caudal de preparación nunca será mayor que el de distribución ni éste nunca mayor que el de consumo.

6. La elección de las temperaturas de agua caliente deberá seleccionarse teniendo en cuenta:

- La legislación vigente: en materia sanitaria, ahorro y eficiencia energética, etc.
- Que la temperatura mínima de preparación será de 45 °C.
- Las pérdidas térmicas hasta el punto de consumo producirán una caída de temperatura que siempre será inferior a 3 °C.
- Que la temperatura máxima de uso siempre será inferior a 60 °C para evitar quemaduras.
- Que al aumentar la temperatura de distribución y de preparación aumentan las pérdidas térmicas.
- Que mientras mayor sea la temperatura de preparación, menor es el caudal de consumo que atraviesa la instalación solar y, por tanto, menor es el rendimiento de la misma

7. De acuerdo con todo lo anterior, a medida que se aumenta la temperatura de preparación, para cubrir una determinada demanda, será necesario una instalación solar de mayor tamaño y coste.

### Perfiles de consumo diarios

Aunque normalmente el consumo de agua caliente se estima utilizando los valores medios diarios de referencia es preciso mencionar que, a lo largo del día, el perfil del caudal de consumo será diferente en función de la aplicación y podría tener un efecto más o menos apreciable en las prestaciones de la instalación solar pero, en general, este efecto es de segundo orden en relación con el del valor total del consumo diario.

## 7.3 Cálculo del consumo de energía térmica

### 7.3.1 Cálculo de la demanda de energía para agua caliente

1. La Demanda de Energía térmica del Agua Caliente Sanitaria,  $DE_{ACS}$ , es la cantidad de energía necesaria para aumentar la temperatura del volumen de agua consumida  $V_{ACS}(T_U)$  desde la temperatura de entrada de agua fría  $T_{AF}$  hasta la temperatura de uso  $T_U$  en los puntos de consumo. Las características del agua están representadas por su densidad  $\rho$  y por el calor específico  $C_p$  a presión constante. Se calcula mediante la expresión de la Ec. 7.2.

$$DE_{ACS} = V_{ACS}(T_U) \times \rho \times C_p \times (T_U - T_{AF}) \quad (7.2)$$

2. Con los valores medios diarios de los datos de partida, en base mensual, se obtendrá la demanda media diaria de agua caliente a la temperatura de referencia de cada uno de los meses del año y a partir de esos valores, la demanda de energía anual.
3. La utilización de bases de tiempo diarias para métodos de cálculo de simulación (que requiere definir perfiles diarios de consumos y distribución horaria de todos los datos de partida) no está especificada siempre que se respeten los valores medios mensuales.

### 7.3.2 Cálculo de las pérdidas térmicas asociadas a la demanda

1. Habrá que considerar todas las pérdidas térmicas necesarias para abastecer la demanda tanto en los circuitos de alimentación, distribución y recirculación como del sistema de preparación de agua caliente.
2. Las pérdidas térmicas asociadas a los circuitos de la demanda son:
  - De la red de alimentación que corresponden a las pérdidas de agua ( $PT_{ALI}$ ) y energía de la red de distribución interior de la vivienda o del centro de consumo ( $PT_{DIS}$ ).
  - De la red de distribución (circuitos de impulsión y de recirculación) que corresponden a las pérdidas por disponibilidad y comprende las pérdidas de ambos circuitos ( $PT_{REC}$ ).
3. Las del preparador de ACS auxiliar que fundamentalmente estarán producidas en el sistema de acumulación ( $PT_{ACU}$ ).
4. Las pérdidas térmicas (PT) asociadas a la demanda serán:

$$PT_{DEM} = PT_{ALI} + PT_{DIS} + PT_{REC} + PT_{ACU}$$

5. Como ya se indicó, la determinación de las pérdidas térmicas se podrá realizar directamente de los cálculos de los métodos de simulación o estimados con otros métodos simplificados con los criterios establecidos en el capítulo 6.

### 7.3.3 Cálculo del consumo de energía térmica

1. El consumo de energía térmica ( $CE_{ACS}$ ) es la cantidad de energía térmica que es necesario emplear para poder abastecer una determinada demanda. Se determina sumando la demanda de energía y las pérdidas térmicas asociadas a la demanda:

$$\begin{aligned} CE_{ACS} &= DE_{ACS} + PT_{DEM} \\ &= DE_{ACS} + PT_{ALI} + PT_{DIS} + PT_{REC} + PT_{ACU} \end{aligned}$$

2. Es necesario evaluar la importancia de las pérdidas térmicas para distintas condiciones de demanda por lo que debería realizarse la evaluación del consumo de energía para demandas de agua caliente de  $\pm 50\%$  del valor de diseño.

## 7.4 Parámetros climáticos

1. Como parámetros climáticos a considerar en el proceso de cálculo, se deberán considerar los valores recogidos en el apéndice A del Volumen I de este Manual, para distintas ciudades y latitudes, se indican:
  - Irradiación global diaria media mensual sobre superficie horizontal.
  - Factores de transformación  $R$  a radiación solar global sobre superficie inclinada.
  - Temperatura ambiente diaria media mensual.
2. Es necesario determinar el valor de la radiación global media diaria mensual sobre un plano con la misma orientación e inclinación que los colectores y se pueden obtener a partir de la irradiación global media diaria mensual sobre el plano horizontal utilizando los factores de transformación  $R$  de la latitud correspondiente.

## 7.5 Método de cálculo f-chart

El método f-chart [Beckman et al., 1982] permite calcular la fracción solar de una instalación de calefacción y de producción de agua caliente mediante colectores solares planos. En lo que sigue se hace referencia, únicamente, a los sistemas solares de agua caliente en base mensual.



Es suficientemente preciso como método de cálculo para estimaciones medias mensuales, pero no es válido para periodos de menor duración. Para su aplicación se utilizan los valores medios mensuales y la instalación queda definida por sus parámetros más significativos.

Con los criterios definidos en los apartados anteriores se definen los parámetros climáticos referidos y los de uso que son necesarios para calcular la demanda de energía.

### 7.5.1 Parámetros funcionales

Los parámetros funcionales de la instalación necesarios para realizar los cálculos de prestaciones energéticas con el método de cálculo f-chart son los siguientes:

1. Superficie útil de captación  $A_c$  (en  $m^2$ ) definida por:
  - Número de colectores.
  - Superficie de apertura del colector solar.
2. Rendimiento del colector:
  - Factor de eficiencia óptica del colector:  $F_R(\tau\alpha)$ .
  - Coeficiente global de pérdida  $F_R U_L$  (en  $W/m^2 K$ )<sup>b</sup>.
3. Volumen específico de acumulación  $V_{ACU}/A_c$  (en  $lt/m^2$ ).
4. Caudales e intercambio:
  - Caudal másico específico en circuito primario  $\dot{n}_1$  (en  $kg/s m^2$ ).
  - Caudal másico específico en circuito secundario  $\dot{n}_2$  (en  $kg/s m^2$ ).
  - Calor específico en circuito primario  $C_{p1}$  (en  $J/kg K$ ).
  - Calor específico en circuito secundario  $C_{p2}$  (en  $J/kg K$ ).
  - Efectividad del intercambiador  $\epsilon$ .

### 7.5.2 Procedimiento

1. El resto de parámetros que intervienen son:
  - $T_a$ : temperatura ambiente media mensual (en  $^{\circ}C$ ).
  - $\Delta t$ : número de segundos en el mes (en s).
  - DE: Carga de calentamiento mensual (en J).

---

<sup>b</sup>Si el coeficiente global de pérdidas no es conocido, el mismo puede ser estimado mediante los coeficientes  $a_1$  y  $a_2$  según la norma UNE-EN 15316-4-3 por la siguiente expresión:  $F_R U_L = a_1 + C_1 a_2$ , donde  $C_1 = 40 K$ .

- $H_t$ : irradiación solar incidente media mensual (en  $\text{J}/\text{m}^2$ ).
- $N$ : número de días en el mes.

2. Se definen los siguientes factores de corrección:

- Factor de corrección del intercambiador de calor (se supone  $\dot{n}_1 C_{p1} = \dot{n}_2 C_{p2} = \dot{n} C_p$ ):

$$\text{FIC} = \frac{1}{1 + (F_R U_L / \dot{n} C_p) \times (1/\epsilon - 1)}$$

- Corrección por volumen de acumulación:

$$\text{CV} = \left( \frac{(V_{ACU}/A_c)}{75 \text{ lt}/\text{m}^2} \right) - 0.25$$

- Corrección por temperatura de agua caliente, siendo  $T_p$  la temperatura de preparación y  $T_f$  la temperatura de agua fría (ambas expresadas en  $^\circ\text{C}$ ):

$$\text{CT} = \frac{11.6^\circ\text{C} + 1.18T_p + 3.86T_f - 2.32T_a}{100^\circ\text{C} - T_a}$$

3. Modificador del ángulo de incidencia MAI para el que se adoptará el valor  $K_{50}$  del ensayo del colector o se seleccionará, en función del tipo de colector, entre los valores siguientes:

- Para colectores planos: 0.94.
- Para colectores de tubos de vacío con absorbedor plano: 0.97.
- Para colectores de tubos de vacío con absorbedor cilíndrico: 1.00.

4. Para cada mes del año se determinan los parámetros adimensionales  $X$  e  $Y$  que son representativos, respectivamente, de las pérdidas y las ganancias de la instalación:

$$X = \frac{A_c \times F_R U_L \times \text{FIC} \times (100^\circ\text{C} - T_a) \times \Delta t \times \text{CV} \times \text{CT}}{\text{DE}}$$

$$Y = \frac{A_c \times F_R (\tau\alpha) \times \text{FIC} \times \text{MAI} \times H_t \times N}{\text{DE}}$$

5. Con los valores de  $X$  e  $Y$  se determina, para cada mes del año, el factor  $f_i$ :

$$f_i = 1.029Y - 0.065X - 0.245Y^2 + 0.0018X^2 + 0.0215Y^3$$

6. El factor  $f_i$ , que resulta de la expresión anterior, es el valor de la fracción solar en tanto por uno del mes considerado y siempre será  $f_i \leq 1$ .

## 7. CÁLCULO DE PRESTACIONES ENERGÉTICAS

---

7. El aporte solar (AS), para cada mes, se determinará mediante la expresión:

$$AS_i = f_i \times DE_i$$

8. Realizando la misma operación para todos los 12 meses, se obtendrá la fracción solar media anual  $f$  a partir de la expresión:

$$f = \frac{\sum_i f_i DE_i}{\sum_i DE_i}$$

### 7.5.3 Límites de aplicación

1. El método f-chart descrito anteriormente está exclusivamente destinado al cálculo de las prestaciones de instalaciones de calentamiento de agua.
2. El método requiere para su validez que la temperatura de entrada sea cercana a 20 °C, luego sirve para el agua fría de red pero no sería aplicable a sistemas que tengan un sistema adicional de precalentamiento ni a sistemas de calefacción.
3. El método considera que el acumulador está completamente mezclado por lo que las prestaciones de los sistemas estratificados estarán, en principio, evaluadas por debajo de las reales.
4. El método f-chart no será aplicable para el cálculo de prestaciones de instalaciones con importantes pérdidas térmicas por lo que éstas deberán determinarse por un procedimiento independiente como, por ejemplo, el reflejado en el capítulo 6.
5. El cálculo de pérdidas térmicas permite, por ejemplo, evaluar la influencia de:
  - Una instalación que tiene los circuitos primarios de poca longitud (por ejemplo, acumuladores en cubierta cercanos al campo de colectores) que otra que tiene circuitos muy largos (por ejemplo, acumuladores en el sótano muy alejados del campo de colectores).
  - El número y la ubicación de los acumuladores solares.

#### ▷ Ejemplo 7.1.

---

Cálculo de la demanda de energía en enero para un consumo diario de 320 litros a 45 °C en Montevideo.

**Solución:** Siguiendo la Ec. 7.2 se obtiene:

$$\begin{aligned} DE_{ACS} &= V_{ACS} \times \rho \times C_p \times (T_U - T_{AF}) \\ &= 320 \text{ lt/día} \times 4.186 \text{ kJ/lt K} \times (45.0^\circ\text{C} - 28.4^\circ\text{C}) = 22.24 \text{ kJ/día} \end{aligned}$$

Y la demanda mensual resulta en:

$$DE_{ACS} = 22.24 \text{ kJ/día} \times 31 \text{ días} = 689 \text{ MJ/mes}$$

□

▷ **Ejemplo 7.2.**

Calcular el aporte solar de una instalación solar de las siguientes características:

- Número de colectores: 2.
- Superficie de apertura de cada colector solar:  $1.9 \text{ m}^2$ .
- Volumen de acumulación:  $V_{ACU} = 300 \text{ lt}$ .
- Factor de eficiencia óptica del colector:  $F_R(\tau\alpha) = 0.8$ .
- Factor de pérdidas lineal  $a_1 = 4.0 \text{ W/K m}^2$ .
- Factor de pérdidas cuadrático  $a_2 = 0.010 \text{ W/K}^2 \text{ m}^2$ .
- Modificador del ángulo de incidencia:  $K_{50} = 0.96$ .
- El caudal másico específico en circuito primario  $\dot{n}_1$  (en  $\text{kg/s m}^2$ ) queda definido por: el área del colector, la densidad de la mezcla anticongelante de  $1.03 \text{ kg/lt}$  y caudal volumétrico por colector de  $100 \text{ lt/h}$ .
- Caudal másico específico en circuito secundario  $\dot{n}_2$  (en  $\text{kg/s m}^2$ ): flujo de agua de modo que se cumpla que la capacidad calorífica específica es igual a la del primario ( $\dot{n}_1 C_{p1} = \dot{n}_2 C_{p2} = \dot{n} C_p$ ).
- Calor específico de la mezcla anticongelante que circula por el circuito primario:  $C_{p1} = 3900 \text{ J/kg K}$ .
- Efectividad del intercambiador:  $\epsilon = 0.80$ .

**Solución:** El cálculo se realizará explícitamente para el mes de enero. El cálculo para el resto de los meses del año es análogo al aquí expuesto. En el Cuadro 7.4 se encuentran resumidos los valores que se obtendrían repitiendo el procedimiento para cada mes del año.

**Cálculo de parámetros intermedios:**

- Superficie total de captación:  $A_c = 3.8 \text{ m}^2$ .

## 7. CÁLCULO DE PRESTACIONES ENERGÉTICAS

---

- Coeficiente global de pérdidas  $F_R U_L$ :

$$\begin{aligned} F_R U_L &= a_1 + C_1 a_2 \\ &= 4.0 \text{ W/K m}^2 + 40 \text{ K} \times 0.010 \text{ W/K}^2 \text{ m}^2 = 4.4 \text{ W/K m}^2 \end{aligned}$$

- Volumen específico de acumulación:  $V_{ACU}/A_c = \frac{300 \text{ lt}}{3.8 \text{ m}^2} = 78.9 \text{ lt/m}^2$ .
- Capacidad calorífica específica del circuito primario:

$$\begin{aligned} \dot{n}_1 C_{p1} &= \left( \frac{100 \text{ lt/h}}{1.9 \text{ m}^2 \times 3600 \text{ s/h}} \right) \times 1.03 \text{ kg/lt} \times 3900 \text{ J/kg K} \\ &= 58.7 \text{ W/K m}^2 = \dot{n} C_p \end{aligned}$$

### Cálculo de los factores de corrección:

- Factor de corrección del intercambiador de calor (FIC):

$$\text{FIC} = \frac{1}{1 + (4.4 \text{ W/K m}^2 / 58.7 \text{ W/K m}^2) \times (1/0.8 - 1)} = 0,9816$$

- Corrección por volumen de acumulación (CV):

$$\text{CV} = \left( \frac{\left( \frac{300 \text{ lt}}{3.8 \text{ m}^2} \right)}{75 \text{ lt/m}^2} \right) - 0.25 = 0,9874$$

- Corrección por temperatura de agua caliente (CT), siendo  $T_P = 45^\circ\text{C}$ ,  $T_{AF} = 28.4^\circ\text{C}$  y  $T_{AMB} = 22.7^\circ\text{C}$  la temperatura ambiente media mensual:

$$\begin{aligned} \text{CT} &= \frac{11.6^\circ\text{C} + 1.18 \times 45^\circ\text{C} + 3.86 \times 28.4^\circ\text{C} - 2.32 \times 22.7^\circ\text{C}}{100^\circ\text{C} - T_a} \\ &= \frac{11.6^\circ\text{C} + 53.1^\circ\text{C} + 109.6^\circ\text{C} - 52.6^\circ\text{C}}{77.3^\circ\text{C}} = \frac{121.7^\circ\text{C}}{77.3^\circ\text{C}} = 1.5739 \end{aligned}$$

Determinar los parámetros adimensionales X e Y: se adoptan los valores del mes de enero.

- Número de días en el mes:  $N = 31$  días.
- Número de segundos en el mes:

$$\Delta t = 31 \text{ días} \times 24 \text{ h/día} \times 3600 \text{ s/h} = 2\,678\,400 \text{ s}$$

- Carga de calentamiento mensual:  $DE_{ACS} = 689 \text{ MJ}$  (ver Ej. 7.1).

- Irradiación solar diaria media mensual global en plano horizontal:

$$H_{gh} = 6.4 \text{ kWh/m}^2 \text{ día}$$

- Razón  $R$  para convertir irradiación global en plano horizontal a plano inclinado:  $R = 0.89$ .
- Irradiación solar diaria media mensual sobre el plano de los colectores  $H_t$ :

$$H_t = 6.4 \text{ kWh/m}^2 \text{ día} \times 0.89 \times 3.6 \text{ MJ/kWh} = 20.5 \text{ MJ/m}^2 \text{ día}$$

En base a los cálculos y datos anteriores, se está en condiciones de calcular los parámetros  $X$  e  $Y$ .

$$X = \frac{3.8 \text{ m}^2 \times 4.4 \text{ W/K m}^2 \times 0.9816 \times (100^\circ\text{C} - 22.7^\circ\text{C}) \times 2678400 \text{ s} \times 0.9874 \times 1.5739}{689000000 \text{ J}} = 7.66$$

$$Y = \frac{3.8 \text{ m}^2 \times 0.8 \times 0.9816 \times 0.96 \times 20.5 \text{ MJ/m}^2 \text{ día} \times 31 \text{ días}}{689000000 \text{ J}} = 2.59$$

**Cálculo del valor de  $f_i$  para enero:** con los valores de  $X$  e  $Y$  se determina, para el mes de enero, el factor  $f_{ENE}$ .

$$f_{ENE} = 1,029 \times (2.59) - 0,065 \times (7.66) + \dots \\ - 0,245 \times (2.59)^2 + 0,0018 \times (7.66)^2 + 0,0215 \times (2.59)^3$$

Como de este cálculo resulta que  $f_{ENE} = 1.0023$ , y se debe cumplir que los  $f_i \leq 1$ , se adopta  $f_{ENE} = 1.00$ .

**El aporte solar para el mes de enero será:**

$$AS_{ENE} = f_{ENE} \times DE_{ENE} = 1.00 \times 689 \text{ MJ} = 689 \text{ MJ}$$

Quiere ello decir que toda la demanda de energía es cubierta por la instalación solar.

De forma similar, se deben repetir cálculos para el resto de los meses de lo cual se obtienen los resultados que se muestran en el Cuadro 7.4.

Los resultados obtenidos se pueden resumir en los siguientes valores:

- El consumo diario de 320 litros al día produce una demanda térmica anual de 3553 kWh.
- Un SST de 2 colectores solares y un acumulador de 300 litros de las características especificadas produce un aporte solar anual de 2388 kWh que corresponde al 67.2% de la demanda.
- El rendimiento medio anual del equipo solar es del 39.0%.

□

## 7. CÁLCULO DE PRESTACIONES ENERGÉTICAS

MES	OCU %	$T_{AF}$ °C	$H_t$ $\frac{\text{MJ}}{\text{m}^2\text{día}}$	$T_a$ °C	CON $\frac{\text{lt}}{\text{día}}$	DE MJ	$f_i$ %	AS MJ	REN %	AS ESP. $\frac{\text{MJ}}{\text{m}^2\text{día}}$
ENE	100	28.4	20.5	22.7	320	689	100	689	29	5.85
FEB	100	28.5	19.4	22.3	320	619	97	601	29	5.65
MAR	100	26.1	16.9	20.5	320	785	86	678	34	5.75
ABR	100	21.7	14.6	17.2	320	936	70	659	40	5.78
MAY	100	16.6	12.4	13.9	320	1 179	54	639	44	5.43
JUN	100	12.0	10.4	11.0	320	1 326	42	551	47	4.84
JUL	100	9.3	11.9	10.7	320	1 482	47	697	50	5.92
AGO	100	9.2	12.6	11.5	320	1 487	50	749	50	6.36
SEP	100	11.7	14.9	13.2	320	1 338	62	826	49	7.24
OCT	100	16.1	17.1	15.7	320	1 200	75	896	44	7.61
NOV	100	21.3	19.4	18.3	320	952	89	850	38	7.46
DIC	100	25.8	19.7	21.1	320	797	96	763	33	6.48
media	100	18.8	15.8	16.5	320	1 066	—	717	—	6.2
total	—	—	—	—	—	12 792	—	8 598	—	—
	—	—	$\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$	—	$\text{m}^3$	kWh	%	kWh	%	$\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$
<b>anual</b>	—	—	1 603	—	117	3 553	67.2	2 388	39.0	629

Cuadro 7.4: Cálculo de prestaciones energéticas por el método f-chart para cada mes del año y anual (ver ej. 7.2).

### 7.6 Objetivos del cálculo

El RTI debe establecer, de acuerdo con el usuario o promotor, los criterios y objetivos que deben utilizarse para el dimensionado y cálculo de prestaciones de un SST y, básicamente, los distintos planteamientos y alternativas se pueden resumir en dos:

1. En instalaciones que deban cumplir una normativa, el proceso de cálculo normalmente se limita a seleccionar la mejor instalación que justifica, como mínimo, el cumplimiento de las condiciones establecidas en la normativa de aplicación. Como ejemplo, para cumplir la Ley 18.585, se debe justificar que la instalación solar alcanza una fracción solar superior a la mínima establecida del 50 % para la demanda establecida.
2. En instalaciones que no tengan que cumplir normativa específica de instalaciones solares o se quieran superar los requisitos mínimos establecidos, se pueden establecer otros criterios que se consideren oportunos como por ejemplo:
  - Que se produzca cobertura total durante determinados meses al año.
  - Que se produzca un nivel de ahorro de energía convencional o de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
  - Que se consiga la máxima ocupación de un espacio disponible para los colectores.
  - Que se quiera alcanzar un determinado ahorro económico, o nivel de rentabilidad, o mínimo coste de producción de calor.

## 7.7 Otros métodos de cálculo

En este apartado se hace referencia al método de cálculo del rendimiento medio, como herramienta para hacer una primera estimación del tamaño y se analizan otros métodos de cálculo que pueden ser complementarios al método de cálculo f-chart anteriormente descrito.

### 7.7.1 Método de cálculo del rendimiento medio

El parámetro que mejor representa el funcionamiento de una instalación solar es el rendimiento global medio, que es la parte de la energía solar incidente que se transforma en energía solar aportada.

Su determinación precisa entra en un proceso complejo de cálculo de prestaciones en el que todas las variables están interrelacionadas, pero su estimación aproximada facilita mucho las primeras estimaciones y los órdenes de magnitud del tamaño de las instalaciones. Sabiendo que los parámetros no son independientes se puede hacer la siguiente estimación global:

- En primera aproximación, el rendimiento medio anual de la instalación solar depende del rendimiento medio de los colectores solares, que se encuentra habitualmente comprendido en el rango 40–60 %.
- El resto de los componentes de la instalación introducen pérdidas térmicas adicionales que contribuyen a disminuir este rendimiento. Estas pérdidas nunca deberían ser superiores al 20 % y, por lo tanto, se pueden estimar valores del rendimiento medio anual para la instalación completa dentro del rango de 30 % a 50 %.

Para cada caso particular, se podrían hacer estimaciones más precisas de estos parámetros calculando el rendimiento medio del colector para la temperatura media de funcionamiento y haciendo una estimación más ajustada de las pérdidas térmicas de la instalación, aunque debe hacerse acorde a la propia precisión y simplicidad del método.

Es un método para estimar la superficie de captación en función de:

- La radiación solar global incidente  $H_t$  sobre una superficie con la misma orientación e inclinación que los colectores solares.
- El rendimiento global del SST ( $\eta_{SST}$ ) como cociente entre la energía térmica aportada al consumo por el SST y la energía solar incidente sobre el plano de los colectores solares de la instalación.
- La demanda de energía térmica que requiere el consumo de la instalación.
- La contribución solar, CS.



## 7. CÁLCULO DE PRESTACIONES ENERGÉTICAS

---

En cualquier base temporal, aunque normalmente se utiliza la anual, se puede determinar la superficie de captación necesaria ( $A_c$ ) en base a:

$$A_c \times H_t \times \eta_{SST} = CS \times DE_{ACS} \quad (7.3)$$

### ▷ Ejemplo 7.3.

En un lugar con radiación solar global anual sobre superficie inclinada de  $1600 \text{ kWh/m}^2$ , calcular la superficie necesaria de colectores solares en una instalación con  $\eta_{SST} = 0.4$  para alcanzar una contribución solar del 70 % de la demanda necesaria para calentar  $8000 \text{ lt/día}$  de agua desde  $18.8^\circ\text{C}$  a  $45.0^\circ\text{C}$ .

**Solución:** Se debe calcular en primer lugar el área de colectores  $A_c$  a ser instalada.

$$A_c \times 1600 \text{ kWh/m}^2 \times 3600 \text{ kJ/kWh} \times 0.4 = \dots \\ 0.70 \times 365 \times 8000 \text{ lt/día} \times (45.0^\circ\text{C} - 18.8^\circ\text{C}) \times 4.19 \text{ kJ/kg K} \quad (7.4)$$

Despejando  $A_c$  se obtiene:  $A_c = 97.3 \text{ m}^2$ . Por tanto, aproximadamente resulta  $A_c = 100 \text{ m}^2$ , lo que significa que es necesario disponer  $1 \text{ m}^2$  de colector solar por cada 80 litros de consumo (para  $\eta_{SST} = 0.4$ ) de consumo de agua. Este factor ( $1 \text{ m}^2/80 \text{ lt}$ ) es un valor estimativo de dimensionado previo que puede ser utilizado en lugares con la radiación indicada y criterios similares pueden deducirse para cualquier otra radiación.

En función del rendimiento, y para la misma fracción solar del 70 %, este consumo específico (litros diarios por  $\text{m}^2$  de colector) puede variar entre los 60 litros (para  $\eta_{SST} = 0.3$ ) y 100 litros (para  $\eta_{SST} = 0.5$ ).  $\square$

---

### 7.7.2 Análisis de los programas de cálculo

La utilización de programas de cálculo para evaluar las prestaciones de una instalación solar puede tener varios objetivos:

- Que se puedan comparar soluciones diferentes.
- Que el mandante tenga una previsión de la energía solar térmica aportada y por tanto, del ahorro para compararlo con la inversión que realiza.
- Que el usuario que disponga de instalación pueda comparar las prestaciones con el funcionamiento real.
- Que el diseñador pueda optimizar parámetros de funcionamiento y diseño de instalaciones.

La utilización de distintos métodos de cálculo produce resultados en la evaluación del comportamiento y la determinación de las prestaciones de la instalación que no son comparables de una forma totalmente fiable. Si no se utiliza el mismo método de cálculo será difícil que los resultados del mismo sean valores totalmente coherentes porque los algoritmos, funciones, etc., que se utilizan pueden ser distintos y es imposible que los resultados sean comparables; todo ello, aunque los datos de partida puedan ser los mismos. Los resultados obtenidos por distintos programas de cálculo no son, a priori, comparables.

Existe una amplia gama de métodos de cálculo cuyos datos de entrada, datos de salida, propiedades, bases de cálculo, aplicaciones, etc., son muy diferentes. En principio, se pueden admitir como válidos los distintos métodos aceptados por el sector con las siguientes anotaciones:

- Que esté contrastado por entidades públicas y privadas.
- Que esté ampliamente difundido o sea utilizable por muchos.
- Que sea adaptable a las distintas configuraciones.
- Que tenga la posibilidad de seleccionar componentes distintos.

El método de cálculo que se utilice debería ser aceptado por las partes que intervienen o puede ser impuesto por el mandante. Naturalmente, debería ser requisito imprescindible la disponibilidad del método de cálculo para cualquier opción y se deberían descartar los métodos que impiden modificar parámetros de cálculo.

Los métodos de cálculo de instalaciones solares pueden clasificarse en simplificados o detallados:

Los métodos simplificados, o de cálculo estático, aportan información sobre el comportamiento energético global de la instalación, no requieren gran nivel de detalle para la definición de las bases de cálculo. Por lo tanto, no necesitan disponer de información detallada en los datos de entrada siendo relativamente fáciles de utilizar. Los parámetros de salida generalmente se refieren a variables globales de la instalación (cantidad de energía aportada, por ejemplo).

Los métodos detallados utilizan modelos físicos y matemáticos que caracterizan los distintos sistemas y/o componentes, permiten realizar estudios paramétricos para determinar el efecto provocado en la instalación solar, por distintas variables, y simulan el comportamiento energético de la instalación. Son métodos capaces de aportar gran cantidad de información detallada, pero que han de estar adecuadamente contrastados con datos experimentales medidos en las instalaciones para reproducir convenientemente el comportamiento de éstas. Una ventaja importante que ofrecen estos métodos es que se pueden utilizar para contrastar los datos medidos de funcionamiento real con los resultados obtenidos en la simulación. En cualquier caso, siempre ha de tenerse

## 7. CÁLCULO DE PRESTACIONES ENERGÉTICAS

---

en cuenta que estos métodos, normalmente, sólo modelan los procesos térmicos que tienen lugar en las instalaciones y no incluyen otros aspectos que sí pueden darse en la realidad (fugas de líquido, fallos en el sistema de control, entre otros).

# Instalación

Ing. Juan Carlos Martínez Escribano  
[juancarlosmartinezescribano@yahoo.es](mailto:juancarlosmartinezescribano@yahoo.es)  
*Ingeniero Consultor*

## 8.1 Condiciones de montaje

En este apartado se describen los requisitos mínimos a cumplir durante el montaje de la instalación solar térmica. La instalación se realiza sobre la base de un proyecto detallado y todas las condiciones de montaje y ejecución deberían estar especificadas en el mismo. Su alcance y requisitos pueden ser distintos pero no contrarios ni inferiores a los establecidos en las ETUS.

Los requisitos de montaje pueden estar expresamente indicados en el proyecto, o bien indirectamente, por ejemplo, haciendo referencias a las ETUS, a un Pliego de Condiciones, a Normas u otros documentos. Todo lo que no esté referenciado ni especificado, estará sometido a las normas de la buena práctica y a los procedimientos de montaje, de supervisión y de control de calidad del propio instalador y del RTI.

## 8.2 Replanteo de la Instalación

1. Antes de iniciar el montaje de la instalación se formalizará el acta de replanteo, firmada por el usuario, el instalador y el RTI, dejando constancia de la documentación que se utiliza para el montaje y del conocimiento de la misma por las partes.

2. El replanteo de la instalación se realiza para comprobar, verificar y dar conformidad al montaje del proyecto detallado una vez que se ha revisado en obra todo su contenido, en particular:
  - Espacios disponibles para ubicación de colectores, acumuladores y resto de componentes.
  - Previsiones de espacios para trazados de circuitos.
  - Sistemas de apoyo y sujeción establecidos.
  - Procedimientos de montaje previstos.
  - Medios auxiliares necesarios para la correcta ejecución de la instalación.
  - Accesibilidad a toda la instalación tanto para el montaje como para operaciones posteriores de mantenimiento.

### 8.3 Requisitos Generales

1. La instalación se construirá en su totalidad utilizando materiales y procedimientos de ejecución que garanticen las exigencias del servicio, durabilidad, salubridad, seguridad y mantenimiento.
2. La recepción de los materiales y componentes se realizará comprobando el cumplimiento de las especificaciones de proyecto, sus características aparentes y se registrarán los datos de funcionamiento para que puedan ser comparados con los de proyecto.
3. Es responsabilidad del instalador proteger y vigilar los materiales durante el transporte, almacenaje y montaje. Estos requisitos serán especialmente observados en caso de que existan materiales delicados y frágiles.
4. En el montaje se tendrá en cuenta las especificaciones dadas por los fabricantes para cada uno de los componentes. Se podrán admitir variaciones respecto a las indicadas por el fabricante siempre que estén debidamente justificadas.
5. Las aberturas de todos los aparatos y equipos deberían estar protegidas con el fin de evitar la entrada de cuerpos extraños y suciedades.
6. La instalación de todos los componentes, equipos, válvulas, etc. se realizará de forma que sea posible el posterior acceso a los efectos de su mantenimiento, reparación o desmontaje.
7. Una vez realizada la instalación, las placas de características de los equipos deberían ser visibles.

8. Es responsabilidad del instalador comprobar la calidad de los materiales utilizados, cuidando que se ajusten a lo especificado en el proyecto y evitando el uso de materiales incompatibles entre sí.
9. Todos los elementos metálicos que no estén debidamente protegidos contra la oxidación por el fabricante, serán recubiertos con el tratamiento antioxidante que se defina.

## 8.4 Montaje de subsistemas

### 8.4.1 Montaje de la estructura soporte

1. La estructura soporte se fijará a la edificación de la forma indicada en el proyecto.
2. El sistema de sujeción de los colectores a la estructura, además de resistir las cargas del viento previstas, permitirá, si fuera necesario, el movimiento del colector de forma que no se transmitan esfuerzos de dilatación.
3. En el caso de utilización de zunchos o dados de hormigón o bancadas de fábrica de ladrillo como elementos de apoyo y soporte sobre la superficie de cubierta, se evitará el estancamiento de agua haciendo las provisiones correspondientes para paso y evacuación del agua.
4. En edificaciones existentes se evitará la rotura de la impermeabilización y se protegerá su deterioro durante el montaje. Cuando sea necesaria la intervención se extremarán las precauciones para asegurar y verificar la estanqueidad final.

### 8.4.2 Montaje de colectores solares

1. Se montarán los colectores de acuerdo con las instrucciones del fabricante. Se tendrá en cuenta las recomendaciones de éste en relación con los periodos prolongados expuestos al Sol y la forma de mantener las conexiones para que no entre suciedad en los circuitos.
2. La conexión entre colectores podrá realizarse con accesorios metálicos, manguitos o tuberías flexibles suministradas o admitidas expresamente por el fabricante.
3. Las tuberías flexibles se conectarán a los colectores solares utilizando preferentemente accesorios para mangueras flexibles.
4. El montaje de las tuberías flexibles evitará que la tubería quede retorcida y que se produzcan radios de curvatura superiores a los especificados por el fabricante.

5. Se habrá previsto el acceso a los colectores de forma que su desmontaje sea posible con el mínimo de actuaciones sobre los demás.

### 8.4.3 Montaje de intercambiadores y acumuladores

1. Las estructuras soportes para acumuladores y su sistema de fijación se realizará según la normativa vigente.
2. Los acumuladores e intercambiadores se montarán de acuerdo con las especificaciones de proyecto y siguiendo las instrucciones del fabricante.

### 8.4.4 Montaje de bombas de circulación

1. Las bombas se instalarán de acuerdo con las instrucciones del fabricante y con espacio suficiente para que puedan ser desmontadas con facilidad y sin necesidad de desarmar las tuberías adyacentes.
2. El diámetro de las tuberías de acoplamiento no podrá ser nunca inferior al diámetro de la boca de aspiración de la bomba.
3. Las tuberías conectadas a las bombas en línea se soportarán en las inmediaciones de las bombas de forma que no provoquen esfuerzos recíprocos.
4. La conexión de las tuberías a las bombas no podrá provocar esfuerzos recíprocos (se utilizarán manguitos antivibratorios cuando la potencia de accionamiento sea superior a 700 W).

### 8.4.5 Montaje de tuberías y accesorios

1. Las tuberías serán instaladas de forma ordenada utilizando, fundamentalmente, tres ejes perpendiculares entre sí y paralelos a elementos estructurales del edificio. Se tendrán en cuenta las pendientes que deban utilizarse.
2. Las tuberías se instalarán lo más próximo posible a paramentos, dejando el espacio suficiente para manipular el aislamiento y los accesorios (ver Fig. 8.1). Salvo excepciones debidamente justificadas, la distancia mínima de las tuberías o sus accesorios a elementos estructurales será de 5 cm.
3. Las tuberías discurrirán siempre por debajo de canalizaciones eléctricas que crucen o corran paralelamente.
4. La distancia en línea recta entre la superficie exterior de la tubería, con su eventual aislamiento, y la del cable o tubo protector no deberían ser inferiores a la siguiente:

- 5 cm para cables bajo tubo con tensión inferior a 1000 V.
  - 30 cm para cables sin protección con tensión inferior a 1000 V.
  - 50 cm para cables con tensión superior a 1000 V.
5. Las tuberías no se instalarán nunca encima de equipos eléctricos como cuadros o motores.
  6. No se permitirá la instalación de tuberías en hueco y salas de máquinas de ascensores, centros de transformación, chimeneas y conductos de climatización o ventilación.
  7. Las conexiones de las tuberías a los componentes se realizarán de forma que no se transmitan esfuerzos mecánicos.
  8. Las conexiones de componentes al circuito deberían ser fácilmente desmontables por bridas o racores con el fin de facilitar su sustitución o reparación.
  9. Los cambios de sección en tuberías horizontales se realizarán de forma que evite la formación de bolsas de aire mediante manguitos de reducción excéntricos o enrasado de las generatrices superiores para uniones soldadas.
  10. Para evitar la formación de bolsas de aire, los tramos horizontales de tubería se montarán siempre con su pendiente ascendente en el sentido de evacuación del aire.
  11. Se facilitarán las dilataciones de tuberías utilizando los cambios de dirección o dilatadores axiales.
  12. Las uniones de tuberías de acero podrán ser por soldadura o roscadas. Las uniones con valvulería y equipos podrán ser roscadas hasta 2 pulgadas y se recomiendan con bridas para diámetros superiores.
  13. Las uniones de tuberías de cobre serán realizadas por accesorios a presión que soporten las condiciones extremas o mediante soldadura por capilaridad de acuerdo a la norma UNE-EN 1057.
  14. Las uniones entre tubos de acero y cobre en circuitos abiertos se harán por medio de juntas dieléctricas y se verificará que el sentido de flujo del agua debería ser siempre del acero al cobre.
  15. El dimensionado, distancia y disposición de los soportes de tubería se realizará de acuerdo con las prescripciones de UNE 100152.
  16. Durante el montaje de las tuberías se evitarán las rebabas y escorias de los cortes para su unión.





Figura 8.1: Instalación de tuberías de cobre antes de su aislamiento: soportes sin puentes térmicos y con separación suficiente.

17. En las ramificaciones soldadas el final del tubo ramificado no debe proyectarse en el interior del tubo principal.
18. Los circuitos de distribución de agua caliente sanitaria, se protegerán contra la corrosión de acuerdo a la norma UNE 112076.

### 8.4.6 Vaciados y desagües

1. Todos los equipos y circuitos de tuberías deberían poder vaciarse total y parcialmente.
2. Se preverá el vaciado parcial en todas las zonas del circuito que puedan independizarse.
3. El vaciado total se hará desde el punto más bajo con un diámetro adecuado al tiempo de vaciado previsto y al tamaño de la red de desagüe.
4. Las conexiones de las válvulas de vaciado a las redes de desagües se pueden realizar en material plástico apto para esta aplicación o de cobre.
5. Las conexiones entre los puntos de vaciado y desagües se realizarán de forma que el paso del agua quede perfectamente visible.
6. Los botellines de purga serán siempre accesibles y siempre que sea posible, deberían conducirse a un lugar visible. Se adoptarán las precauciones necesarias para que, con su actuación, el fluido no alcance a la persona que lo acciona.

7. Los conductos de vaciado de la batería de colectores se instalarán en lo posible de forma que se evite la congelación del fluido de trabajo.
8. La tubería de conexión entre los colectores y la válvula de seguridad tendrá la menor longitud posible y no albergará conexiones intermedias.
9. Se usarán válvulas de seguridad o llaves que no se obstruyan con la suciedad.

### 8.5 Verificación de la Instalación

1. Durante la ejecución de obra, todos los tramos de tubería, uniones o elementos que vayan a quedar ocultos, deberían ser expuestos para su inspección y deberían quedar expresamente aprobado su montaje antes de quedar ocultos incluso realizadas las pruebas que se determinen.
2. Adicionalmente, se inspeccionarán los soportes de tubería utilizados, los diámetros, trazados y pendientes de tuberías, la continuidad de los aislamientos, etc.
3. Una vez completado el montaje de la instalación se puede proceder a su inspección y verificación que podrá desglosarse en dos actuaciones:
  - Inspección de que se cumplen todos los requisitos del proyecto detallado y del resto de la documentación.
  - Verificación de la correcta calidad de la ejecución de acuerdo con los apartados anteriores.



## Pruebas, puesta en marcha y recepción

Ing. Juan Carlos Martínez Escribano  
[juancarlosmartinezescribano@yahoo.es](mailto:juancarlosmartinezescribano@yahoo.es)  
*Ingeniero Consultor*

1. La ejecución de la instalación termina con la entrega de la instalación al promotor o usuario para iniciar el periodo de uso así como el de mantenimiento.
2. La entrega se realiza en el proceso de recepción que intercala un periodo de tiempo transitorio (desde la provisional a la definitiva) donde, aunque la propiedad sea del promotor, se pueden realizar pruebas y comprobaciones sobre el funcionamiento normal de la instalación.
3. Para realizar la recepción de la instalación deberían estar realizadas, además del montaje completo, las pruebas y ajustes especificados, así como la puesta en marcha.
4. El instalador se responsabilizará de la ejecución de las pruebas funcionales, del buen funcionamiento de la instalación y del estado de la misma hasta su entrega a la propiedad.
5. El instalador, salvo orden expresa, entregará la instalación llena y en funcionamiento.
6. En el documento de Control de Ejecución (CE) se recogerán las pruebas parciales, finales y funcionales realizadas, la fecha en las que tuvieron

lugar, los resultados obtenidos y el grado de cumplimiento de las expectativas.

### 9.1 Pruebas de circuitos

#### 9.1.1 Pruebas de estanqueidad de redes hidráulicas

1. Todas las redes de circulación de fluidos portadores deberían ser probadas hidrostáticamente, a fin de asegurar su estanqueidad, antes de quedar ocultas por obras de albañilería, material de relleno o por el material aislante.
2. Son aceptables las pruebas realizadas de acuerdo a UNE-EN 14336, en función del tipo de fluido transportado.
3. El procedimiento a seguir para las pruebas de estanqueidad hidráulica, en función del tipo de fluido transportado y con el fin de detectar fallos de continuidad en las tuberías de circulación de fluidos portadores, comprenderá las fases que se relacionan a continuación.
4. Antes de realizar la prueba de estanquidad y de efectuar el llenado definitivo, las redes de distribución de agua deberían ser limpiadas internamente para eliminar los residuos del montaje
5. Las pruebas de estanquidad requerirán el cierre de todos los terminales abiertos. Debería comprobarse que los aparatos y accesorios que queden incluidos en la sección de la red que se pretende probar puedan soportar la presión a la que se les va a someter. De no ser así, tales aparatos y accesorios deberían quedar excluidos, cerrando válvulas o sustituyéndolos por tapones.
6. Para ello, una vez completada la instalación, la limpieza podrá efectuarse llenándola y vaciándola el número de veces que sea necesario, con agua o con una solución acuosa de un producto detergente, con dispersantes compatibles con los materiales empleados en el circuito, cuya concentración será establecida por el fabricante.
7. El uso de productos detergentes no está permitido para redes de tuberías destinadas a la distribución de agua para usos sanitarios.
8. Tras el llenado, se pondrán en funcionamiento las bombas y se dejará circular el agua durante el tiempo que indique el fabricante del compuesto dispersante. Posteriormente, se vaciará totalmente la red y se enjuagará con agua procedente del dispositivo de alimentación.
9. En el caso de redes cerradas, destinadas a la circulación de fluidos con temperatura de funcionamiento menor que 100 °C, se medirá el pH del

agua del circuito. Si el pH resultara menor que 7.5 se repetirá la operación de limpieza y enjuague tantas veces como sea necesario. A continuación se pondrá en funcionamiento la instalación con sus aparatos de tratamiento.

10. Esta prueba se efectuará a baja presión, para detectar fallos importantes de continuidad de la red y evitar los daños que podría provocar la prueba de resistencia mecánica; se empleará el mismo fluido transportado o, generalmente, agua a la presión de llenado.
11. La prueba preliminar tendrá la duración necesaria para verificar la estanquidad de todas las uniones.
12. Esta prueba se efectuará a continuación de la prueba preliminar: una vez llenada la red con el fluido de prueba, se someterá a las uniones a un esfuerzo por la aplicación de la presión de prueba. En el caso de circuitos cerrados de agua refrigerada o de agua caliente hasta una temperatura máxima de servicio de 100 °C, la presión de prueba será equivalente a una vez y media la presión máxima efectiva de trabajo a la temperatura de servicio, con un mínimo de 10 bar; para circuitos de agua caliente sanitaria, la presión de prueba será equivalente a 1.5 la presión máxima de servicio.
  - El circuito de consumo deberá soportar la presión máxima requerida por las normativas vigentes para las instalaciones sanitarias.
  - En caso de sistemas de consumo abiertos con conexión a red, se tendrá en cuenta la máxima presión de la misma para verificar que todos los componentes del circuito de consumo soportan dicha presión.
13. Para los circuitos primarios de las instalaciones de energía solar una vez y media la presión máxima de trabajo del circuito primario, con un mínimo de 3 bar, comprobándose el funcionamiento de las líneas de seguridad.
14. En todos los casos, los equipos, aparatos y accesorios que no soporten dichas presiones quedarán excluidos de la prueba.
15. La prueba hidráulica de resistencia mecánica tendrá la duración necesaria para verificar visualmente la estanquidad de todas y cada una de las uniones.
16. La reparación de las fugas detectadas se realizará desmontando la junta, accesorio o sección donde se haya originado la fuga y sustituyendo la parte defectuosa o averiada con material nuevo.

17. Una vez reparadas las anomalías, se volverá a comenzar desde la prueba preliminar. El proceso se repetirá tantas veces como sea necesario, hasta que la red sea estanca.

### 9.1.2 Pruebas de libre dilatación

1. Una vez que las pruebas anteriores de las redes de tuberías hayan resultado satisfactorias y se haya comprobado hidrostáticamente el ajuste de los elementos de seguridad, las instalaciones equipadas con generadores de calor se llevarán hasta la temperatura de tarado de los elementos de seguridad, habiendo anulado previamente la actuación de los aparatos de regulación automática.
2. En el caso de los circuitos primarios de las instalaciones solares se llevarán a la temperatura de estancamiento, con el circuito lleno y la bomba de circulación parada, cuando el nivel de radiación sobre la apertura del colector sea superior al 80 % del valor de irradiancia que defina como máxima el proyectista, durante al menos una hora. Se comprobará que las temperaturas y las presiones alcanzadas son las previstas en los distintos puntos del circuito.
3. Durante el enfriamiento de la instalación y al finalizar el mismo, se comprobará visualmente que no hayan actuado las válvulas de seguridad ni hayan tenido lugar deformaciones apreciables en ningún elemento o tramo de tubería y que el sistema de expansión haya funcionado correctamente.

## 9.2 Llenado, purga y presurización

Una vez realizadas las pruebas, los circuitos están listos para llenarlos de fluido, purgarlos de aire y dejarlos a la presión de trabajo, y con ello, preparados para empezar a funcionar.

### 9.2.1 Procedimiento de llenado

1. A continuación se detalla el proceso de llenado para una instalación típica. El orden normal para el llenado de las partes del sistema es, en primer lugar, acumulador y circuitos secundario y de consumo y por último el circuito primario.
2. Para llenar el acumulador solar y los circuitos secundario y de consumo, se debe verificar que todas las válvulas estén en la posición adecuada así como cerrar las válvulas de bypass que puedan existir y todos los sensores inmersos en el acumulador deberán estar instalados antes del llenado.

3. Si el acumulador dispone de válvula de purga, dejarla abierta; en caso contrario abrir algún grifo punto de consumo para facilitar la salida del aire y la entrada del agua. Se realiza el llenado del acumulador abriendo la válvula que lo alimenta con agua de la red, dejando que la presión lo llene hasta que salga agua por la válvula de venteo superior o el punto de consumo abierto. Ir abriendo sucesivamente todos los puntos de consumo para eliminar todo el aire de las tuberías
4. Se recomienda llenar el circuito primario por la mañana temprano o cuando no haya Sol:
  - Para evitar choques térmicos.
  - Para impedir que el fluido se caliente demasiado lo que puede dificultar la purga.
  - Para poder dejar el circuito a la presión mínima de llenado en frío.
5. En función del sistema de llenado disponible hay que considerar:
  - Si el sistema de llenado es con bomba de presión, preparar el fluido en el depósito y realizar el llenado del circuito primario utilizando la conexión prevista y dando salida al aire. Antes de hacer la operación debe calcularse el volumen del circuito para tener preparado el volumen completo que va a ser necesario.
  - Si el sistema de llenado es con agua de red, abrir la válvula de alimentación y abrir los purgadores de aire manuales para facilitar que salga el aire y entre el agua, cerrándolos cuando se vea que sale agua sin aire. Si los purgadores son automáticos conviene desmontarlos para hacer más rápido esta operación.

### 9.2.2 Purga completa de los circuitos

1. El proceso de llenado siempre lleva consigo la evacuación de todo el aire de la instalación y será necesario asegurarse al final del proceso que la instalación está completamente llena de fluido y completamente vacía de aire.
2. En función de las formas y trazados de los circuitos puede ser necesario hacer circular el fluido (abriendo los grifos en el circuito de distribución y actuando las bombas de circulación en los circuitos primario y secundario) para que el desplazamiento del mismo arrastre el aire que pueda quedar en los mismos. Después de un cierto tiempo funcionando (unos pocos minutos) se deben parar el movimiento de los fluidos y completar el proceso de llenado y purga. Antes de realizar la purga comprobar que el circuito está, y se mantiene, presurizado ya que, en caso contrario, puede volver a entrar aire en el mismo.



3. Al realizar la purga se debe observar si se extrae una mezcla de fluido y aire o sólo fluido. Si se extrae sólo fluido dejar presurizado el circuito y listo para funcionar. Si sigue saliendo aire volver a hacer circular el fluido (durante tiempos cada vez más prolongados) y repetir la operación completa.

### 9.2.3 Presurización de los circuitos

1. Una vez llenos de fluidos, y purgados de aire, todos los circuitos deben presurizarse hasta la presión mínima de trabajo. Antes de realizar esta operación verificar el correcto posicionamiento de todas las válvulas de los sistemas de purga para asegurar que los circuitos van a quedar estancos.
2. Para el circuito de consumo la presión de llenado será la presión de la red de alimentación de agua fría. Deberá comprobarse que se alcanza la presión prevista y se traslada hasta los grifos de consumo.
3. En edificios en uso, una vez realizado el llenado del sistema auxiliar y de la red de distribución interior, se debe aislar el SST de nuevo cerrando la válvula de la alimentación de agua fría cerrada y dejando abierta la que alimenta directamente al sistema auxiliar (válvula intermedia del bypass) con el fin de hacer las pruebas del SST.
4. Para el circuito primario se procederá de la siguiente forma:
  - Antes de realizar el llenado, se habrá comprobado la presión del lado aire del depósito de expansión.
  - Después de lleno y purgado el circuito se presurizará, por los medios disponibles, hasta que se alcance la presión mínima establecida. Es conveniente realizar esta operación con todos los circuitos fríos de forma que se asegure la presión mínima de llenado.
  - Si no se hiciera esta operación con los circuitos fríos, se procurará ajustarla en otro momento.
5. El fluido del circuito primario, sobre todo si pueda quedar expuesto a heladas debe cumplir con las especificaciones del proyecto, verificar que su pH se encuentra en los márgenes indicados por el fabricante de los captadores y, por último, verificar también que la presión de cada circuito cerrado se encuentra dentro de lo especificado.

## 9.3 Puesta en marcha

1. Una vez llenos y presurizados todos los circuitos y antes de realizar la puesta en marcha se debe verificar el posicionamiento y funcionamiento

de todas las válvulas: de seguridad, de corte, de vaciado, de llenado, etc. Asimismo, se comprobará que todos los dispositivos de medida se encuentran instalados

2. Las pruebas finales permitirán garantizar que la instalación reúne las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad exigidas en proyecto.
3. Son aceptables, a efectos de este manual, las pruebas finales que se realicen siguiendo las instrucciones indicadas en la norma UNE-EN 12599 (en lo referido a climatización) en lo que respecta a los controles y mediciones funcionales, indicados en otros apartados.
4. La instalación solar debería ser ajustada a los valores de proyecto dentro de los márgenes admisibles de tolerancia.
5. Se realizarán de acuerdo con lo establecido en la norma UNE 100010 (partes 1, 2 y 3 cuyos nombres se pueden encontrar en el apéndice B), que habrá que particularizar para las características específicas de cada sistema o instalación.

#### 9.3.1 Encendido manual

1. Realizadas las verificaciones anteriores, se procede al encendido de las bombas utilizando la opción encendido manual del controlador o del cuadro eléctrico. Se comprobará que:
  - Las bombas se encuentran rotando en la dirección correcta. Para esto se puede revisar visualmente la rotación del eje del motor o mediante los medidores de presión instalados a cada lado de la bomba.
  - Se ha iniciado la circulación del fluido en los circuitos correspondientes y, si es un día soleado, se empezarán a calentar los circuitos primario y secundario.
  - Las modificaciones de presión, tanto las debidas al funcionamiento de bombas como al aumento de la temperatura de los circuitos debido al calentamiento del fluido son adecuadas.
  - Los medidores de flujo se encuentran funcionando así como cualquier medidor de energía que disponga el sistema.
2. Puede ser necesario revisar que el aire ha sido completamente purgado del sistema ya que con el encendido de las bombas el fluido puede arrastrar el aire hasta los sistemas de purga. Para purgar correctamente, se debe apagar las bombas y volver a actuar sobre los purgadores de la instalación como se indicó anteriormente.

3. Se recomienda hacer un registro, con datos del día y la hora, de todos los datos disponibles de caudal, presión, temperaturas y consumo eléctrico de las bombas. Para ello es conveniente tener un cuadrante con todos los valores de los elementos de medida disponibles:
  - Indicadores meteorológico en el momento (soleado, parcialmente cubierto, etc).
  - Termómetro en colectores.
  - Termómetro en el depósito.
  - Termómetros en las bocas del intercambiador.
  - Manómetro en el sistema de expansión.
  - Puente manométrico en las bombas.
  - Puente manométrico en primario y secundario del intercambiador.
  - Estado de funcionamiento de las bombas (centralita).
  - Estado de funcionamiento de las bombas (cuadro eléctrico).
  - Registros de caudalímetros y/o contadores de energía.
  - Consumos eléctricos, voltajes y amperajes de cada equipo eléctrico.

### 9.3.2 Ajustes de la distribución de fluidos

1. Se comprobará que el fluido anticongelante contenido en los circuitos expuestos a heladas cumple con los requisitos especificados en el proyecto.
2. Cada bomba, de la que se debería conocer la curva característica, debería ser ajustada al caudal de diseño, como paso previo al ajuste de los caudales en circuitos.
3. De cada circuito hidráulico se deberían conocer el caudal nominal y la presión, así como los caudales nominales cada uno de los ramales.
4. Los distintos ramales, o los dispositivos de equilibrado de los mismos, serán equilibrados al caudal de diseño. Se debería comprobar el correcto equilibrado hidráulico de los diferentes ramales mediante el procedimiento previsto en el proyecto.
5. En circuitos hidráulicos equipados con válvulas de control de presión diferencial, se debería ajustar el valor del punto de control del mecanismo al rango de variación de la caída de presión del circuito controlado.
6. De cada intercambiador de calor se deberían conocer la potencia, temperatura y caudales de diseño, debiéndose ajustar los caudales de diseño que lo atraviesan.

7. Cuando exista más de un grupo de colectores solares en el circuito primario del subsistema de energía solar, se debería probar el correcto equilibrio hidráulico de los diferentes ramales de la instalación mediante el procedimiento previsto en el proyecto.

### 9.3.3 Calibración del control automático

1. Se ajustarán todos los parámetros del sistema de control automático a los valores de diseño especificados en el proyecto y se comprobará el funcionamiento de todos los componentes que configuran el sistema de control.
2. Se establecerán los criterios de seguimiento basados en la propia estructura del sistema, en base a los niveles del proceso siguientes: nivel de unidades de campo, nivel de proceso, nivel de comunicaciones, nivel de gestión y telegestión.
3. Todos los niveles de proceso serán verificados para constatar su adaptación a la aplicación, de acuerdo con la base de datos especificados en el proyecto. Son válidos a estos efectos los protocolos establecidos en la norma UNE-EN-ISO 16484-3.
4. Cuando la instalación disponga de un sistema de control, mando y gestión o telegestión basado en la tecnología de la información, su mantenimiento y la actualización de las versiones de los programas debería ser realizado por personal cualificado o por el mismo suministrador de los programas.
5. Para el ajuste de los parámetros del controlador se deberán considerar:
  - El diferencial de temperatura para el encendido y apagado de las bombas.
  - Las temperaturas máximas en colectores y acumulador.
  - La temperatura mínima para el sistema de protección contra heladas si es por recirculación.

### 9.3.4 Verificaciones finales

1. Antes de iniciar las pruebas de funcionamiento y dejar el sistema funcionando en su modo automático de operación se debe verificar lo siguiente:
  - La corriente utilizada por las bombas se encuentra dentro de los márgenes establecidos por el fabricante. Para esto utilizar un amperímetro para medir el amperaje de cada bomba.
  - No hay signos de cavitación u otros funcionamientos inapropiados de las bombas.

- Los interruptores de flujo y sensores de temperatura se encuentran funcionando correctamente.
2. Después de verificar que el controlador funciona apropiadamente en los modos manual (encendido o apagado) y automático, dejar el sistema de control en modo automático.
  3. Es conveniente hacer un registro de los datos de operación inicial del sistema después de que éste se encuentre funcionando en modo automático de la misma forma que se indicó anteriormente para el modo manual.

### 9.4 Pruebas de funcionamiento

1. Las pruebas funcionales permitirán comprobar que las condiciones y los parámetros de funcionamiento cumplen las especificaciones de proyecto.
2. Se podrán emplear los procedimientos y criterios descritos en la norma UNE-EN 12977-2 sobre métodos de ensayo de sistemas solares térmicos, componentes e instalaciones a medida (ver apéndice B).

#### 9.4.1 Encendido y apagado diario

1. La prueba de encendido y apagado diario del sistema en condiciones normales se debe realizar durante un día completo, este día debe ser soleado y durante la prueba se debe:
  - Verificar que el controlador se encuentra encendido y en el modo automático.
  - Esperar, durante la mañana, hasta que la bomba comience a funcionar debido a la diferencia de temperatura entre el fluido de los colectores y el agua del acumulador.
  - Anotar las temperaturas a las que las bombas comienzan a funcionar. Comparar estas temperaturas con el diferencial de temperatura establecido en el controlador.
  - Comprobar que, si el día es completamente soleado, las bombas de circulación están funcionando continuamente. Solamente deberían pararse si actúa alguna de las protecciones de seguridad previstas.
  - Esperar, durante la tarde, hasta que la bomba se detenga debido a la diferencia de temperatura entre el agua en los colectores y el acumulador.
  - Anotar las temperaturas a las que las bombas dejan de funcionar. Comparar esta temperatura con el diferencial de temperatura establecido en el controlador.

#### 9.4.2 Evolución diaria de temperaturas

1. Esta prueba se debe realizar, inicialmente, con el consumo cerrado de forma que no se pueda extraer agua caliente del acumulador solar y comprobando que la temperatura del acumulador va subiendo a lo largo del día. En función de las condiciones meteorológicas del día se podrán hacer, o no, las comprobaciones de protección indicadas al final.
2. Comprobar la evolución de las temperaturas de entrada y salida de colectores, y de entrada y salida de intercambiador, verificando que van subiendo a lo largo del día y van disminuyendo al finalizar el día.
3. En otro día distinto, se podrán realizar las pruebas de funcionamiento con consumo y se harán las mismas comprobaciones anteriores pero, en este caso, las temperaturas del acumulador no subirán tanto.

#### 9.4.3 Entrega de agua caliente

1. La prueba de entrega de agua caliente se realizará verificando, en primer lugar, el correcto posicionamiento de las válvulas de alimentación y consumo de tal modo que el agua fría entre en el acumulador solar y no en el sistema auxiliar así como también que, cuando se abre cualquier grifo de agua caliente, el agua del SST fluya desde el sistema de acumulación solar al auxiliar y de éste al punto de consumo.
2. Para verificar la entrega de agua caliente se deben medir las temperaturas del circuito de consumo (entrada de agua fría, salida de agua caliente del acumulador solar y salida del sistema auxiliar) y comprobando que las temperaturas sean las relacionadas con cada sistema.

#### 9.4.4 Sistemas de protección de la instalación

1. Estas pruebas pueden ser realizadas de manera natural cuando las condiciones del día son apropiadas. En caso contrario, se dejará constancia de que se han realizado las pruebas siguiendo alguno de los procedimientos:
  - Modificando la temperatura de consigna del controlador correspondiente.
  - Sacando el sensor de su posición normal y modificando su temperatura artificialmente.
2. De acuerdo con los procedimientos siguientes, se realizarán las pruebas de:
  - Temperatura máxima del acumulador.
  - Temperatura máxima del circuito primario.

- Sistema de protección contra heladas.
3. Se puede alcanzar la temperatura máxima del acumulador cuando se realicen las pruebas de evolución diaria de temperaturas sin consumo, si las condiciones son apropiadas, o realizando la misma prueba al día siguiente cuando el acumulador inicia el funcionamiento diario desde una temperatura más elevada. Cuando esto no sea posible se verificará la correcta actuación de esta protección bajando la temperatura de consigna del termostato limitador del acumulador y comprobando que se realiza la actuación prevista (parada de bombas) cuando la temperatura de consigna baja hasta la temperatura del acumulador.
  4. Se puede alcanzar la temperatura máxima del circuito primario después de realizar las pruebas de temperatura máxima del acumulador, si las condiciones son apropiadas, y el circuito primario se sigue calentando hasta alcanzar dicha temperatura. Si no fuera posible, se deberá comprobar que el sistema actúa bajando la temperatura de consigna del sistema de protección hasta la temperatura disponible en el circuito primario. Habrá que cuidar que no existan otras temperaturas o enclavamientos que impidan la actuación.
  5. Se podrá comprobar que el sistema actúa subiendo la temperatura de consigna hasta la temperatura disponible en circuito primario o sumergiendo el sensor de temperatura en un recipiente con agua-hielo.

### 9.4.5 Comprobaciones finales

1. Las comprobaciones finales que se puedan realizar están muy relacionadas con los equipos de medida que se dispongan en la instalación. Algunas medidas y comprobaciones que se podrían realizar son:
  - Rendimiento energético de los colectores solares. Para ello sería necesario que la instalación disponga de medida de la radiación solar mediante piranómetro o célula fotovoltaica calibrada.
  - Equilibrado del campo de colectores midiendo las temperaturas y los saltos térmicos de todos los circuitos y ramales.
  - Efectividad y rendimiento del intercambiador de calor.
  - Rendimiento y aportación energética de la instalación solar.
  - Consumo eléctrico de la instalación.

## 9.5 Recepción

### 9.5.1 Recepción provisional

1. El objeto de la recepción es comprobar que la instalación está de acuerdo con los servicios contratados y que se ajusta, por separado cada uno de sus elementos y globalmente, a lo especificado en el proyecto.
2. El instalador se responsabilizará de la ejecución de las pruebas parciales, finales y funcionales, del buen funcionamiento de la instalación y del estado de la misma en el momento de su entrega a la propiedad.
3. El instalador, salvo orden expresa, entregará la instalación llena y en funcionamiento.
4. Es condición previa para realizar los ensayos de recepción definitiva el que la instalación se encuentre totalmente terminada de acuerdo con el proyecto y con las modificaciones que por escrito hayan sido acordadas.
5. También es necesario que hayan sido previamente corregidas todas las anomalías denunciadas a lo largo de la ejecución de la obra y que la instalación haya sido equilibrada, puesta a punto, limpiada e, incluso, convenientemente rotulada.
6. Debería comprobarse la existencia de la acometida definitiva de energía eléctrica al edificio o de acometida provisional con características equivalentes a la definitiva.
7. Una vez realizadas las pruebas funcionales con resultados satisfactorios, se procederá al acto de Recepción Provisional de la instalación por parte de la propiedad, con lo que se da por finalizado el montaje de la instalación.
8. El acto de recepción provisional quedará formalizado por un acta donde figuren todos los intervinientes y en la que se formalice la entrega conforme de la documentación referida.
9. La documentación disponible y entregada debería ser, al menos, la siguiente:
  - Una memoria descriptiva de la instalación, en la que se incluyen las bases de proyecto y los criterios adoptados para su desarrollo.
  - Una copia reproducible de los planos definitivos, comprendiendo, como mínimo, los esquemas de principio de todas las instalaciones, los planos de sala de máquinas y los planos de plantas donde se debería indicar el recorrido de las conducciones y la situación de las unidades terminales.



- Una relación de todos los materiales y equipos empleados, indicando fabricante, marca, modelo y características de funcionamiento.
- Las hojas recopilativas de los resultados de las pruebas parciales y finales.
- Un manual de instrucciones de funcionamiento de los equipos principales de la instalación.

### 9.5.2 Recepción definitiva

1. Desde al acta de recepción provisional, la propiedad o terceros podrán reclamar la subsanación de cuantas anomalías o defectos se detecten en el funcionamiento de la instalación.
2. Cualquier incidencia en el funcionamiento debe ser notificada formalmente.
3. Si durante el periodo deben realizarse pruebas adicionales para la verificación del correcto funcionamiento de la instalación, se añadirán los resultados a las hojas recopilativas entregadas.
4. Transcurrido el plazo estipulado desde el acta de recepción, la Recepción Provisional se transformará en Recepción Definitiva.
5. A partir de la recepción definitiva entrará en vigor la garantía.

# Operación, uso y mantenimiento

Ing. Juan Carlos Martínez Escribano  
[juancarlosmartinezescribano@yahoo.es](mailto:juancarlosmartinezescribano@yahoo.es)  
*Ingeniero Consultor*

## 10.1 Manual de Instrucciones

1. El Manual de Instrucciones (en adelante, MI) –o manual de mantenimiento y uso– recogerá todas aquellas, descripciones, instrucciones y recomendaciones necesarias para asegurar el correcto uso y funcionamiento de la instalación y que, a lo largo de su vida útil, se realice con la máxima eficiencia energética, garantizando la seguridad, la durabilidad y la protección del medio ambiente, así como las exigencias establecidas en el proyecto.
2. El MI, que será entregado al titular y forma parte del suministro de la instalación, incluirá la definición de los siguientes contenidos:
  - Proyecto o Memoria Técnica de la instalación incluyendo Memoria de diseño, actualizada con las modificaciones o adaptaciones realizadas durante el montaje de la instalación.
  - Características de funcionamiento.
  - Recomendaciones de uso e instrucciones de seguridad.
  - Plan de vigilancia.
  - Programa de mantenimiento.
  - Condiciones de la garantía.

## 10.2 Características de funcionamiento

1. Características de funcionamiento: el MI debe incluir un esquema de principio (o funcional) que permita la explicación del modo de funcionamiento del equipo:
  - Proceso de calentamiento del agua del acumulador: circulación del fluido.
  - Proceso de extracción o consumo de agua caliente.
  - Funcionamiento del sistema de energía auxiliar.
2. Valores nominales: estarán establecidos los valores nominales de las distintas variables que pueden intervenir y/o visualizarse durante la operación normal de la instalación: temperaturas de agua, presiones de circuitos, etc.
3. Límites operacionales: se definirán los límites operacionales de estas variables que definen los rangos de funcionamiento normal de las mismas.
4. Límites funcionales: se definirán los valores límites, de parámetros funcionales, del conjunto y de los componentes principales: presión máxima de trabajo, temperatura máxima admisible, etc.
5. Prestaciones: Se aportará la información necesaria para conocer las prestaciones de la instalación. Se entiende como tal la cantidad de energía solar que aporta a un consumo determinado y con unas condiciones climáticas definidas.
6. Se concretarán las características constructivas o funcionales que establecen dichos valores límites: resistencia de materiales, de recubrimientos, etc. así como las medidas adoptadas en el diseño para no sobrepasar los límites funcionales.
7. Al menos, se incluirán las prestaciones previstas para varios tipos de cargas de consumo. Se indicará el procedimiento seguido para obtener los resultados.

## 10.3 Recomendaciones de uso e instrucciones de seguridad

### 10.3.1 Recomendaciones de uso

Formando parte del MI o de forma independiente, el instalador entregará al titular de la instalación un manual de uso. El manual de uso debería contener como mínimo:

1. Recomendaciones generales sobre un consumo racional del agua.

2. Recomendaciones generales para un correcto funcionamiento de la instalación. Debería incluir:
  - Recomendar uso diario de la instalación.
  - Distinción de parte solar de la parte auxiliar.
  - Precauciones a tomar frente a bajo consumo.
  - Precauciones frente a altas temperaturas.
3. Recomendaciones sobre el sistema de energía auxiliar. Debería incluir:
  - Exposición de motivos por los que se incorpora un sistema auxiliar indicando que la fracción solar no es del 100 % por causas climáticas (menor radiación) o de aumento de consumo sobre el previsto inicialmente.
  - Descripción del tipo de conexión con el sistema auxiliar (serie/paralelo/bypass).
  - Indicar la prohibición de uso de sistema auxiliar en el acumulador solar.
4. Descripción de los aspectos generales sobre el consumo de agua caliente sanitaria:
  - El consumo debería llevar implícito el uso racional de agua y no el despilfarro, ahorrando tanto agua como energía auxiliar.
  - Recomendaciones respecto a las formas de suministro que ahorran energía (temperaturas de preparación y aislamiento de tuberías).
5. Funcionamiento de instalaciones de energía solar. Deberían describirse aquellos aspectos funcionales que permitan al usuario obtener el máximo provecho de la instalación solar, aportar los criterios de mejor utilización y los resultados que pueden obtenerse:
  - Distinguir la parte solar y la auxiliar de la instalación.
  - Hacer hincapié en el plan de vigilancia y en el mantenimiento preventivo.
6. Recomendaciones o advertencias. Hay una serie de aspectos que ha de conocer el usuario:
  - Precauciones a tomar en épocas que no se consuma.
  - Prevención y solución de temperaturas elevadas.
  - Baja temperatura del agua caliente sanitaria: causas y soluciones.
7. Sistema de energía auxiliar. Descripción de los criterios funcionales por los que se incorpora un sistema de energía auxiliar a la instalación solar:

## 10. OPERACIÓN, USO Y MANTENIMIENTO

---

- Diferencia entre el consumo de agua caliente de diseño y el real (conlleva un aumento del consumo de energía auxiliar).
  - Disponibilidad de energía solar: la cobertura no es del 100 % por causas climáticas (menor radiación) o por aumento del consumo sobre el previsto.
  - Conexión serie/paralelo/bypass.
8. En las instalaciones de potencia nominal superior a 14 kW se realizará un seguimiento periódico del consumo de agua caliente sanitaria y de la contribución solar, midiendo y registrando los valores.

### 10.3.2 Instrucciones de manejo y maniobra

Las instrucciones de manejo y maniobra, serán adecuadas a las características técnicas de la instalación concreta y deberían servir para efectuar la puesta en marcha y parada de la instalación, de forma total o parcial, y para conseguir cualquier programa de funcionamiento y servicio previsto.

### 10.3.3 Instrucciones de seguridad

Las instrucciones de seguridad serán adecuadas a las características técnicas de la instalación concreta y su objetivo será reducir a límites aceptables el riesgo de que los usuarios u operarios sufran daños inmediatos durante el uso de la instalación.

## 10.4 Plan de vigilancia

1. El plan de vigilancia debe establecer el procedimiento de seguimiento y evaluación del funcionamiento para tener seguridad que los valores operacionales de la instalación sean correctos y prever que las prestaciones son las adecuadas a las previsiones.
2. En función de las características de la instalación, del sistema de medidas disponible y del tipo de usuario el plan de vigilancia establece unos procedimientos que pueden ser realizados por un operador del servicio de mantenimiento o, en muchos casos y en pequeñas instalaciones, por el mismo usuario de la instalación.
3. Desde el punto de vista del procedimiento de vigilancia y del alcance del mismo se pueden distinguir varios niveles de seguimiento que se pueden agrupar en éstos:
  - Observación simple de los principales parámetros de funcionamiento.

- Sistema electromecánico de avisos que actúe cuando alguno de los parámetros rebasan unos límites establecidos.
  - Sistema de monitorización que proporcione información instantánea de los valores funcionales para, además de hacer el seguimiento de éstos, hacer la evaluación continua y permanente de las prestaciones de la instalación.
4. La vigilancia, si es manual, debe ser una actividad que debe hacerse diariamente aunque deberá acortarse a ciclos horarios cuando la instalación se vuelve a poner en marcha después de solucionar un fallo o podrá desfasarse varios días, hasta una o pocas semanas, cuando se tenga completa seguridad del correcto funcionamiento. Si es automática debe suponerse que la vigilancia es continua y que el sistema de supervisión avisa instantáneamente de cualquier fallo.
  5. En cualquier caso, cuando se detecte algún problema durante el proceso de vigilancia se deberán aplicar los procedimientos de actuación ante avisos de fallos que se hallan previsto en el MI para encontrar la posible causa y su solución. Cuando se presenten estas situaciones y aunque depende del tipo de fallo, se deberá actuar con prontitud para evitar daños mayores.
  6. Los indicadores que podrían utilizarse para controlar el correcto funcionamiento de la instalación solar:
    - Presión del circuito primario.
    - Sistema de control.
    - Circulación de fluidos.
    - Transferencia de calor y temperaturas de funcionamiento.
    - Medidas de la energía y del rendimiento.

#### 10.4.1 Presión del circuito primario

1. La presión de trabajo de un circuito primario es una variable que depende, fundamentalmente, de la temperatura del circuito y evoluciona diariamente entre un valor mínimo que sucede a primeras horas de la mañana y un valor máximo que sucede a lo largo del día, normalmente, a primera hora de la tarde.
2. Adicionalmente, el funcionamiento de la bomba de circulación afecta a la presión del circuito creando una depresión aguas arriba de la bomba y una sobrepresión a la salida que puede ser relevante cuando la presión de funcionamiento de la bomba es significativa en relación a la presión de trabajo del circuito.

3. Cuando las bombas están paradas y el sistema frío, es decir, a primera hora de la mañana, la observación de la presión manométrica permite controlar que no se haya modificado. Si la presión en frío se reduce puede significar que ha habido una fuga de fluido que hay que confirmar por lo que se debe dar un aviso de fallo. Si la presión en frío aumenta puede ser un fallo del sistema de llenado.
4. El control de la presión de los circuitos es la forma de garantizar que las oscilaciones están dentro de los márgenes admitidos para evitar que ninguna parte del circuito esté en depresión, lo que evitará la entrada de aire, ni que salte ninguna válvula de seguridad por aumento excesivo de la presión
5. Para realizar el control visual de la presión mínima se debe utilizar un manómetro con escala graduada situado en lugar visible y fácilmente accesible que no dificulte ni impida que se hagan las observaciones necesarias.
6. Para realizar el control automático de la presión es necesario utilizar un sensor de presión, o un presostato que, regulado a una presión algo inferior a la presión mínima pueda detectar que la presión es inferior a la presión mínima de llenado; el contacto producido se puede utilizar, además de para generar un aviso de fallo, para:
  - Impedir el funcionamiento de la bomba de circulación que se puede quemar.
  - Poner en marcha el sistema de llenado si es del tipo automático.

### 10.4.2 Sistema de control

1. Para definir los indicadores que permiten vigilar del sistema de control se debe entender el funcionamiento de la instalación solar tanto en el calentamiento diario como en las condiciones extremas en las que deben intervenir los sistemas de protección.
2. En lo que sigue se hace referencia a condiciones de funcionamiento en las que el acumulador solar no ha alcanzado su temperatura máxima y está, por tanto, en condiciones de recibir más energía:
  - Durante el modo automático, y en días soleados, el sistema deberá conectar la bombas en la mañana y desconectarlas por la tarde cuando baje el nivel de radiación solar; un buen indicador serían los tiempos de funcionamiento de las bombas de circulación y con un sencillo contador de horas de funcionamiento se podrían controlar bien los valores diarios o los valores medios diarios al cabo de periodos más largos (semanal, mensual, etc.).

- Cuando las condiciones meteorológicas no son del todo favorables, hay que tener en cuenta que si la radiación solar no es muy elevada o el acumulador solar no está muy frío, puede haber entre 2 ó 3 ciclos marcha-paro durante el tiempo de arranque por la mañana y de forma similar por la tarde. Asimismo, en días parcialmente nublados, es posible que se puedan producir varios ciclos de marcha-paro durante el día pero el número de ciclos de encendido y apagado no debería ser muy elevado.
3. Por otro lado, del sistema de control, serán indicadores de funcionamiento de los sistemas de protección para situaciones extremas:
- La protección contra sobrecalentamiento se produce cuando se alcanza la temperatura máxima del acumulador (normalmente sobre los 80–85 °C) y se impide que siga la transferencia de calor, normalmente parando las bombas de circulación, ya que en caso contrario puede seguir aumentando la temperatura
  - Si el sistema de protección anti-heladas es por recirculación del primario, el indicador será la temperatura del captador que es muy baja (por ejemplo, 3 °C) deberá poner en funcionamiento las bombas de circulación.
4. Naturalmente sólo se plantean estos indicadores si se realiza la vigilancia automática de las actuaciones de los sistemas de protección. En el caso del termostato a la temperatura máxima del acumulador:
- Puede avisar de que se han alcanzado este valor y, aunque realmente éste no sea un fallo, puede ser interesante su control para analizar bajo rendimiento de la instalación por bajo consumo o por baja temperatura de consigna.
  - También puede utilizarse este contacto para conectar un contador de horas que contabilice el tiempo que el acumulador está por encima de la temperatura máxima.
5. De forma similar a la temperatura máxima se podrá aplicar a la vigilancia del sistema de protección contra heladas avisando y/o registrando que se han sobrepasado los valores de consigna.

### 10.4.3 Circulación de fluidos

1. La circulación de fluido en el circuito primario es un dato que permite confirmar la evacuación de calor desde los captadores al intercambiador o al interacumulador.



## 10. OPERACIÓN, USO Y MANTENIMIENTO

---

2. Dado que normalmente será el sistema de control quién establezca las condiciones de funcionamiento, la vigilancia de la circulación en los sistemas forzados llevará consigo la observación, además de que el control actúa de forma correcta, que la bomba funciona y que el fluido circula. Los indicadores, igual que se ha reflejado para el sistema de control y si no hay otros condicionantes, serían los necesarios para vigilar que existe circulación durante todo el día. Los más fiables y utilizados son:
  - La medida directa del caudal que facilitan determinados dispositivos como rotámetros, válvulas de equilibrado o caudalímetros.
  - El salto de temperaturas entre entrada y salida de captadores o intercambiador.
  - La diferencia de presiones a cada lado de las bombas.
3. Los indicadores tienen distintos niveles de fiabilidad que es conveniente conocer para su mejor utilización y existen otros que, aunque sean menos fiables que los anteriores, podrían ser utilizados (por ejemplo, los interruptores de flujo, el ruido de la bomba y del fluido, la vibración de la bomba, etc.).
4. Los indicadores anteriores ofrecen diferentes posibilidades en relación con su aplicación para observación simple o para la supervisión con sistemas automáticos.
5. Los indicadores para el circuito secundario serían similares a los anteriores. En el circuito de consumo es conveniente tener la seguridad de que el caudal de consumo que atraviesa el acumulador solar pasa al sistema auxiliar y al consumo; la razón es vigilar posibles cambios de configuración involuntarios en aquellas instalaciones que se complican con muchas posibilidades de conexión. Por ejemplo, puede ocurrir que una instalación solar conectada al auxiliar mediante un bypass que se quede abierto y entonces existe un fallo en la circulación de agua caliente desde el acumulador hacia el sistema auxiliar; también se puede detectar si el acumulador alcanza la temperatura máxima mientras se tiene la certeza de que el edificio se encuentra ocupado y con consumo.

### 10.4.4 Transferencia de calor y temperaturas de funcionamiento

1. El principal indicador del buen funcionamiento de una instalación solar sería que la temperatura de agua del acumulador esté lo suficientemente caliente en días soleados aunque este dato, al estar muy influenciado por el consumo de agua caliente sanitaria, no es lo suficientemente descriptivo del correcto funcionamiento.
2. El mejor indicador del buen funcionamiento de la instalación es la diferencia entre la temperatura de salida de captadores y la de referencia

del acumulador que debe estar comprendida entre 2 °C y 10 °C (en determinadas instalaciones puede llegar hasta 20 °C). Por encima de esta diferencia, la energía de los captadores ya no se está aprovechando adecuadamente y se puede considerar que existe un fallo.

3. Un control diferencial que detecte la diferencia entre la temperatura de captadores y la de referencia del acumulador puede dar una señal de aviso si la diferencia es superior a 15–20 °C o a la diferencia de temperaturas máxima que se establezca.
4. Es importante controlar flujos inversos y pérdidas térmicas por circulación natural nocturna producida desde el sistema de acumulación ya que podría aumentar significativamente el enfriamiento de los mismos. A estos efectos, los indicadores más importantes son las temperaturas en los circuitos conectados al acumulador: tanto las diferencias mantenidas en los circuitos de intercambiador como las temperaturas en la salida de agua caliente.

### 10.4.5 Medidas de la energía y del rendimiento

1. Aunque en algunos casos sólo sea necesario medir la energía aportada por la instalación solar, es evidente que los factores fundamentales que le afectan también son indicadores a vigilar, entre ellos y fundamental es el caudal de consumo de agua caliente y la temperatura de preparación de ACS.
2. Cuando sea necesario controlar la contribución solar se deben disponer, además y como mínimo, las mediciones de energía térmica necesarias para determinar la demanda bruta de energía que incluya las producidas por las pérdidas térmicas asociadas a la demanda de los circuitos de distribución y recirculación

## 10.5 Programa de mantenimiento

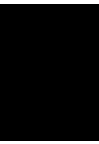
1. El plan de mantenimiento ha de incluir todas las operaciones de mantenimiento necesarias para que el sistema funcione correctamente durante su vida útil.
2. El mantenimiento preventivo implicará operaciones de Inspección Visual (IV), Control de Funcionamiento (CF), verificación de actuaciones y otros, que aplicados a la instalación deberían permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.
3. El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual de la instalación.

## 10. OPERACIÓN, USO Y MANTENIMIENTO

4. Se resumen en el Cuadro 10.1 las operaciones de mantenimiento preventivo que deben realizarse:

<b>equipo</b>	<b>descripción</b>
<b>colectores</b> cristales juntas absorbedor carcasa conexiones estructura	IV sobre diferencias entre el original y entre colectores IV de condensaciones y humedad IV de agrietamientos y deformaciones IV de corrosión y deformaciones IV de deformación, oscilaciones y ventanas de respiración IV de aparición de fugas IV de degradación, indicios de corrosión y apriete de tornillos
<b>acumuladores</b> protección catódica intercambiador de calor aislamiento del acumulador protección al exterior	presencia de lodos en el fondo comprobación desgaste de ánodos de sacrificio o CF efectivo CF efectivo y prestaciones: saltos de temperatura comprobar que no hay humedad IV de degradación o indicios de corrosión
<b>intercambiador de calor</b>	CF efectivo y prestaciones: saltos de temperatura
<b>circuitos hidráulicos</b> aislamiento en el exterior protección al exterior aislamiento en el interior bomba purgador automático purgador manual sistema de llenado vaso de expansión válvula de corte válvula de seguridad cálvula termostática fluido de trabajo	IV fugas o manchas de humedad IV degradación o presencia de humedad IV de degradación o indicios de corrosión IV de uniones y presencia de humedad CF, estanqueidad y verificar caudal total en circulación abrir válvula, CF y estanqueidad vaciar aire de los botellines de purga CF efectivo comprobación de la presión del lado aire CF efectivo: abrir y cerrar para evitar agarrotamiento CF efectivo: abrir manualmente para evitar agarrotamiento CF efectivo y ajuste: comparar temperaturas consigna y real comprobar densidad y pH, verificar plan de renovación
<b>elementos de medida</b> manómetro termómetros contadores caudal/energía	evaluar los datos disponibles contrastar la medida con otro dispositivo contrastar la medida con otro dispositivo registrar la medida y evaluar los datos
<b>sistema de control</b> termostato sondas y sensores	CF efectivo (man/auto) (arranque y parada de bombas) CF efectivo contrastar temperaturas de sensores con medidas directas
<b>sistema auxiliar</b>	CF efectivo conexionado y control de temperaturas

Cuadro 10.1: Operaciones de mantenimiento sobre cada componente del SST.



# Particularidades de los procesos industriales

Ing. Juan Carlos Martínez Escribano  
[juancarlosmartinezescribano@yahoo.es](mailto:juancarlosmartinezescribano@yahoo.es)  
*Ingeniero Consultor*

## 11.1 Particularidades para las aplicaciones de uso industrial

1. Estas condiciones particulares se refieren exclusivamente a instalaciones de calentamiento de agua de la red de abastecimiento, de pozo, de manantial, etc., que se empleen en ciclo abierto en cualquier proceso industrial.
2. El ciclo abierto supone que se interviene en un circuito de precalentamiento dónde no hay ningún tipo de recuperación de calor y se debería producir el calentamiento del agua desde una temperatura fría del orden de la temperatura ambiente.
3. No obstante, se recomienda, simultáneamente al estudio de la instalación solar, examinar la viabilidad de implantar ciclos de recuperación. La combinación de la recuperación de calor y la instalación solar puede proporcionar los mejores resultados.
4. El diseño, cálculo, montaje y características de los materiales deberían cumplir los requisitos establecidos por el proceso industrial.

## 11.2 Condiciones de contorno y datos de partida

### 11.2.1 Parámetros de uso

1. Para la producción de agua caliente para procesos industriales se utilizarán los valores de consumo de agua y de temperatura de uso previstos en cada uno de los procesos.
2. Cuando el proceso industrial consista en varias demandas de agua caliente a distintas temperaturas habrá que considerar si el sistema de agua caliente utiliza un único sistema de preparación y mezcla con agua fría o son varios sistemas de preparación a las distintas temperaturas.
  - Cuando el sistema de preparación es único, se considerará un único consumo de agua caliente referido a la temperatura del sistema de preparación.
  - Cuando el sistema de preparación es múltiple, se considerarán cada uno de los consumos de agua caliente refiriéndolos a cada temperatura de preparación.

### 11.2.2 Las instalaciones convencionales de calentamiento

1. Los sistemas convencionales de calentamiento que se utilicen deben garantizar las demandas de caudal a las temperaturas de diseño de todos los procesos industriales en los que se vaya a utilizar la instalación solar en las mismas condiciones que habría si ésta no existiera.
2. La incorporación de las instalaciones solares no debe afectar a ninguno de los aspectos relativos al funcionamiento de los sistemas convencionales de calentamiento utilizados en las instalaciones industriales.

## 11.3 Cálculo

### 11.3.1 Cálculo de la demanda de energía

1. Cuando exista un único consumo a una única temperatura se determinará la demanda de energía de dicho proceso.
2. Para el dimensionado de la instalación solar se puede adoptar una temperatura de referencia inferior, se calculará la demanda de energía a esa temperatura y se reflejará que parte de la demanda de energía total representa.
3. Preferentemente, la temperatura de referencia debería ser lo más baja posible compatible con el proceso y con la tecnología utilizada

4. A los efectos de esta guía, cuando la temperatura de utilización sea superior a 100 °C, la demanda de energía para el dimensionado de la instalación solar se realizará sobre una temperatura de referencia de 100 °C pero siempre en estado líquido.
5. Cuando el proceso industrial consista en varias demandas de agua caliente a distintas temperaturas, se determinará, además de la demanda total de energía, la demanda correspondiente a los distintos consumos con la misma temperatura de referencia.

### 11.3.2 Cálculo de la instalación solar

1. A la demanda de energía térmica para producción de agua caliente calculada según los criterios del apartado anterior (11.3.1) se le dará el mismo tratamiento indicado para las instalaciones de producción de ACS en el capítulo 7.
2. El cálculo de la instalación solar siempre se realizará para atender una única demanda a una determinada temperatura y no se contempla en esta guía la preparación de agua a distintas temperaturas
3. Para el cálculo de la instalación de energía solar mediante el método simplificado f-chart se utilizará la temperatura de referencia establecida para el consumo de agua caliente.
4. El resultado obtenido con la aplicación de este método es la cantidad total de energía aportada por la instalación de energía solar sobre la temperatura de referencia siendo ésta una parte de la demanda total de lo que se dejará expresa constancia.
5. En el caso de programas de simulación y en función del mismo se podrán obtener aportes de la instalación a cada las distintas demandas en función de la configuración y las estrategias de control plateadas.

## 11.4 Configuraciones de las instalaciones

1. El acoplamiento de la instalación solar a la convencional siempre se realizará en serie en el sentido de consumo
2. No es factible el conexionado en paralelo de ambos sistemas de producción dado que no se podrá garantizar la continuidad del suministro a una determinada temperatura por parte de la instalación solar.
3. Podrá utilizarse cualquiera de las configuraciones básicas referidas en el capítulo 3.

### 11.5 Diseño y dimensionado de sistemas y componentes

1. Las características del agua exigidas por el proceso industrial no sufrirán ningún tipo de modificación que pueda afectar a aquel.
2. La selección del fluido de trabajo del circuito primario puede estar condicionada por la compatibilidad y los riesgos de contaminación admisibles en el proceso industrial.
3. No serán de aplicación las limitaciones de temperatura para protección de los usuarios especificadas.
4. No serán de aplicación los condicionantes previos en el diseño del sistema de energía auxiliar y este debería ser el requerido por el proceso industrial.
5. Se deberían establecer las temperaturas y presiones máximas de trabajo.

# Particularidades del calentamiento de piscinas

Ing. Juan Carlos Martínez Escribano  
[juancarlosmartinezescribano@yahoo.es](mailto:juancarlosmartinezescribano@yahoo.es)  
*Ingeniero Consultor*

En este capítulo se establecen los requisitos de diseño y cálculo que deben cumplir las instalaciones para calentamiento de piscinas cubiertas así como las instalaciones mixtas que además del calentamiento de piscinas sirven para la producción de agua caliente sanitaria.

## 12.1 Piscinas cubiertas

### 12.1.1 Parámetros de uso

1. A los efectos de dimensionado y cálculo de prestaciones de la instalación solar, y con el único objetivo de homogeneizar la determinación de la demanda de energía, se adoptarán condiciones normalizadas de cálculo sobre la base de los siguientes criterios:
  - Son únicas las condiciones higrotérmicas interiores.
  - Se establece un único criterio de ocupación y uso.
  - La renovación de agua se realiza diariamente por razones higiénico-sanitarias.
2. Las condiciones higrotérmicas interiores para el cálculo son las siguientes:



## 12. PARTICULARIDADES DEL CALENTAMIENTO DE PISCINAS

---

- Temperatura del agua del vaso: 24 °C.
  - Temperatura seca del aire del local: 26 °C.
  - Humedad relativa: 70 %.
3. Las condiciones de uso son: 0.2 bañistas por metro cuadrado de superficie del vaso de piscina durante 12 horas al día, y ningún bañista ni uso durante las 12 horas restantes. Se supone que durante el periodo de no utilización la piscina dispone de una manta térmica. Se prevé el uso y funcionamiento durante todos los días del año con el mismo régimen que será el siguiente:
- Arranque de las instalaciones convencionales a las 08.00hs para la puesta a régimen de la piscina.
  - Desconexión de instalaciones a las 20.00hs, durante la noche no se mantiene el calentamiento del vaso y se deja que la temperatura evolucione pero usando la manta térmica.
4. El consumo de agua de renovación o reposición es el necesario para compensar las pérdidas de agua que están producidas por la evaporación de agua, por arrastre y salpicaduras, por limpieza de fondos y filtros y por renovación higiénico-sanitaria del agua. La renovación diaria del agua de la piscina, salvo otra indicación expresa, será del 1 % del volumen del vaso. Se realizará durante todos los días del año.
5. Como ya se indicó, los criterios anteriores son exclusivamente a efectos del cálculo de la demanda de energía para el dimensionado de la instalación solar pero el proyectista podrá utilizar los parámetros que considere oportunos para el diseño y cálculos de potencias, caudales, intercambiadores, etc. para el diseño de la piscina y para establecer las condiciones reales de funcionamiento de la piscina.

### 12.1.2 Demanda de energía

1. La demanda de energía necesaria para el mantenimiento de la temperatura del agua del vaso de una piscina está constituida por las pérdidas térmicas con el entorno y por las necesidades de calentamiento del agua de renovación.
2. Las pérdidas térmicas en piscinas cubiertas están producidas por la evaporación del agua, por radiación hacia las paredes del recinto y por conducción a través de paredes y fondo del vaso [Viti, 1996a]:
  - Las pérdidas por evaporación representan entre el 70 % y el 80 % de las pérdidas totales.

- Las pérdidas por radiación representan entre el 15 % y el 20 % de las pérdidas totales.
  - Las pérdidas por conducción son despreciables.
3. Para el cálculo de las pérdidas energéticas  $P_{PER}$  (en kW) en piscinas cubiertas, se utilizará la siguiente fórmula empírica:

$$P_{PER} = \frac{S_{VP}}{1000 \text{ m}^2} \left( 130 \text{ kW} - (3 \text{ kW}/^\circ\text{C}) \times T_{AP} + (0.2 \text{ kW}/^\circ\text{C}^2) \times T_{AP}^2 \right)$$

Dónde  $T_{AP}$  es la temperatura del agua del vaso (en  $^\circ\text{C}$ ) y  $S_{VP}$  es la superficie de la piscina (en  $\text{m}^2$ ).

4. Las Pérdidas Térmicas diarias del vaso  $PT_{VP}$  (en kWh) para las condiciones establecidas ( $T_{AP} = 24^\circ\text{C}$  y durante las 12 horas con manta térmica las pérdidas térmicas se reducen al 20 % de las totales) se pueden determinar en función de la superficie del vaso  $S_{VP}$  (en  $\text{m}^2$ ) mediante la expresión [ASIT, 2010]:

$$PT_{VP} = (2.4 \text{ kWh}/\text{m}^2) \times S_{VP}$$

5. A los efectos de las ETUS, la Demanda de Energía térmica correspondiente al agua de Reposición ( $DE_{REP}$ ) producida por las necesidades de renovación es la cantidad de energía necesaria para aumentar la temperatura de la masa de agua renovada (1 % del volumen del vaso  $V_{VP}$ ) desde la temperatura de entrada de agua fría  $T_{af}$  (en  $^\circ\text{C}$ ) hasta la temperatura de uso ( $24^\circ\text{C}$ ); las características del agua están representadas por su densidad  $\rho$  y por el calor específico  $C_p$  a presión constante y se calcula mediante la expresión [ASIT, 2010]:

$$DE_{REP} = 0.01 \times V_{VP} \times \rho \times C_p \times (24^\circ\text{C} - T_{af})$$

6. La Demanda de Energía diaria total de la piscina  $DE_{VP}$  se puede estimar mediante la expresión:

$$\begin{aligned} DE_{VP} &= PT_{VP} + DE_{REP} \\ &= (2.4 \text{ kWh}/\text{m}^2) \times S_{VP} + \dots \\ &\quad 0.01 \times V_{VP} \times \rho \times C_p \times (24^\circ\text{C} - T_{af}) \end{aligned}$$

7. Cuando la piscina no disponga de manta térmica, no se considerará la reducción correspondiente las pérdidas térmicas diarias del vaso y la demanda de energía diaria total se calcularán mediante las expresiones:

$$\begin{aligned} PT_{VP} &= (4.0 \text{ kWh}/\text{m}^2) \times S_{VP} \\ DE_{VP} &= PT_{VP} + DE_{REP} \\ &= (4.0 \text{ kWh}/\text{m}^2) \times S_{VP} + \dots \\ &\quad 0.01 \times V_{VP} \times \rho \times C_p \times (24^\circ\text{C} - T_{af}) \end{aligned}$$

### 12.1.3 Cálculo de la instalación solar

1. En cualquier caso, la demanda térmica de una instalación de calentamiento del agua de piscina siempre se puede considerar como una instalación mixta que, por un lado, calienta el agua en el vaso de piscina para compensar  $PT_{VP}$  y, por otro, es un sistema para producción de agua caliente que atiende la demanda del agua de reposición  $DE_{REP}$ .
2. En el caso de una instalación solar para calentamiento del vaso de piscina y para producción de agua caliente sanitaria, la demanda total de energía térmica será la suma de las dos demandas:
  - La de energía térmica para el calentamiento del vaso de la piscina se obtendrá a partir del cálculo del apartado anterior ( $PT_{VP} + DE_{REP}$ ).
  - La demanda de energía térmica para producción de agua caliente sanitaria se calculará según lo indicado en el capítulo 7.
3. El cálculo de la instalación solar siempre se realizará para atender ambas demandas y se deberá diseñar y dimensionar una única instalación solar para atender el calentamiento del vaso y la producción de agua caliente.
4. Para el cálculo de la instalación de energía solar mediante el método simplificado f-chart se considerará que la demanda de energía necesaria para el calentamiento del vaso se produce a la misma temperatura de referencia que el consumo de agua caliente sanitaria y el volumen de acumulación de cálculo será el equivalente a  $V_{ACU}/A_c = 75 \text{ lt/m}^2$ .
5. El resultado obtenido con la aplicación de este método es la cantidad total de energía aportada por la instalación de energía solar, sin hacer distinción sobre la manera en la que se reparte entre las dos aplicaciones: agua caliente sanitaria y piscina.
6. En el caso de utilizar programas de simulación, y en función del que se trate, se podrán obtener aportes de la instalación a cada una de las demandas en función de la configuración y las estrategias de control plateadas.

#### ▷ Ejemplo 12.1.

---

Cálculo de una instalación solar para calentamiento de una piscina cubierta de dimensiones  $20 \text{ m} \times 10 \text{ m}$  y  $2 \text{ m}$  de profundidad situada en Montevideo. Las pérdidas térmicas del vaso serían:

- Sin manta térmica:  $PT_{VP} = 4.0 \times S_{VP} = 800 \text{ kWh/día}$ .
- Con manta térmica:  $PT_{VP} = 2.4 \times S_{VP} = 480 \text{ kWh/día}$ .

La demanda de energía por el agua de reposición corresponde con la energía necesaria para calentar 4 000 lt/día (1 % del volumen de la piscina) desde la temperatura de agua fría hasta 24 °C.

**Solución:** Para el día medio del mes de enero, como la temperatura media del agua fría de Montevideo es de 28.4 °C el resultado sería:

$$\begin{aligned} DE_{REP} &= 0.01 \times V_{VP} \times \rho \times C_p \times (24.0^\circ\text{C} - T_{AF}) \\ &= 0.01 \times 400\,000 \text{ lt} \times 4.186 \text{ kJ/lt K} \times (24.0^\circ\text{C} - 28.4^\circ\text{C}) \\ &= -73.67 \text{ kJ/día} \end{aligned}$$

El signo menos en la demanda, debido a la mayor temperatura del agua fría que la temperatura de consigna de la piscina, significa que es un aporte energético compensa parcialmente las pérdidas térmicas producidas en el vaso. Considerando el caso de la piscina con manta térmica, la demanda de energía para el mes de enero sería:

$$\begin{aligned} DE_{ENE} &= ((480 \text{ kWh/día}) \times (3.6 \text{ kJ/kWh}) - 73.67 \text{ kJ/día}) \times 31 \\ &= 31 \times 1.654 \text{ kWh/día} = 51\,284 \text{ MJ} \end{aligned}$$

#### Cálculo de la instalación solar:

- Los datos del tipo de colector y de diseño son los establecidos en el ejemplo 7.2.
- El número de colectores es 64 y la superficie total de captación es de 121.6 m<sup>2</sup>.
- El volumen específico de cálculo es:  $V_{ACU}/A_c = 75 \text{ lt/m}^2$ .

#### Cálculo de los factores de corrección:

- Factor de corrección del intercambiador de calor: FIC = 0.9816 (ver ejemplo 7.2).
- Corrección por volumen de acumulación: dado que  $V_{ACU}/A_c = 75 \text{ lt/m}^2$  resulta que CV = 1.0.
- Corrección por temperatura de agua caliente: CT = 1.5739 (ver ejemplo 7.2).

#### Determinar los parámetros adimensionales X e Y:

$$X = \frac{121.6 \text{ m}^2 \times 4.4 \text{ W/K m}^2 \times 0.9816 \times (100^\circ\text{C} - 22.7^\circ\text{C}) \times 2\,678\,400 \text{ s} \times 1.0 \times 1.5739}{51\,284 \times 10^6 \text{ J}} = 3.34$$

## 12. PARTICULARIDADES DEL CALENTAMIENTO DE PISCINAS

---

$$Y = \frac{121.6 \text{ m}^2 \times 0.8 \times 0.9816 \times 0.96 \times 20.5 \text{ MJ/m}^2 \text{ día} \times 31 \text{ días}}{51\,284 \times 10^6 \text{ J}} = 1.14$$

**Cálculo del valor de  $f_i$  para enero:** con los valores de  $X$  e  $Y$  se determina, para el mes de enero, el factor  $f_{ENE}$ :

$$f_{ENE} = 1.029 \times (1.14) - 0.065 \times (3.34) + \dots \\ - 0.245 \times (1.14)^2 + 0.0018 \times (3.34)^2 + 0.0215 \times (1.14)^3$$

De donde resulta  $f_{ENE} = 0.688$  y el aporte solar para el mes de enero será:

$$AS_{ENE} = f_{ENE} \times DE_{ENE} = 0.688 \times 51\,284 \text{ MJ} = 35\,283 \text{ MJ}$$

Repitiendo los cálculos para el resto de los meses resultan los valores que se pueden apreciar en el Cuadro 12.1.

Los resultados obtenidos se pueden resumir en los siguientes valores:

- La demanda anual de energía asciende a 183 965 kWh y está constituida por la demanda producida por las pérdidas térmicas del vaso (175 200 kWh) y por la demanda del agua de reposición (8 765 kWh).
- La instalación solar constituida por 64 colectores solares que totalizan 121.6 m<sup>2</sup> aportan 95 291 kWh que supone el 52 % de la demanda. El rendimiento medio anual de la instalación es del 49 %.

Si la instalación no tuviera manta térmica, la demanda subiría considerablemente y la misma instalación solar tendría una contribución solar del 35 %. Si el ejemplo planteado se hubiera realizado bajo la hipótesis de que la piscina no tuviera manta térmica, sería necesaria una instalación de 100 colectores solares (190 m<sup>2</sup>) para alcanzar una contribución solar del 50 %.

Si junto a la piscina del ejemplo anteriormente analizado se dispone de un servicio de duchas que van a utilizar 400 personas al día, el cálculo de la demanda requeriría añadir el correspondiente a la producción de ACS. Considerando un consumo unitario de 30 litros por persona y día el consumo total sería de 12 000 lt/día y para alcanzar una fracción solar superior al 50 % serían necesarios 110 colectores solares (209 m<sup>2</sup>) siendo los resultados finales los que se muestran en el Cuadro 12.1.

□

CASO PISCINA													
MES	OCU %	T <sub>AF</sub> °C	H <sub>t</sub> MJ m <sup>2</sup> ·día	T <sub>a</sub> °C	CON lit. día	PTVP MJ	DEREP MJ	DEACS MJ	DETOT MJ	f <sub>i</sub> %	AS MJ	REN %	AS ESP. MJ m <sup>2</sup> ·día
ENE	100	28.4	20.5	22.7	0	53 568	-2 284	0	51 284	69	35 262	46	9.35
FEB	100	28.5	19.4	22.3	0	48 384	-2 110	0	46 274	65	30 076	46	8.83
MAR	100	26.1	16.9	20.5	0	53 568	-1 090	0	52 478	57	29 768	47	7.90
ABR	100	21.7	14.6	17.2	0	51 840	1 155	0	52 995	48	25 519	48	7.00
MAY	100	16.6	12.4	13.9	0	53 568	3 841	0	57 409	40	22 903	49	6.08
JUN	100	12.0	10.4	11.0	0	51 840	6 028	0	57 868	33	18 867	50	5.20
JUL	100	9.3	11.9	10.7	0	53 568	7 630	0	61 198	39	23 804	53	6.32
AGO	100	9.2	12.6	11.5	0	53 568	7 682	0	61 250	42	25 649	54	6.80
SEP	100	11.7	14.9	13.2	0	51 840	6 179	0	58 019	50	28 900	53	7.92
OCT	100	16.1	17.1	15.7	0	53 568	4 101	0	57 669	57	32 964	41	8.75
NOV	100	21.3	19.4	18.3	0	51 840	1 356	0	53 196	65	34 451	49	9.44
DIC	100	25.8	19.7	21.1	0	53 568	-934	0	52 634	66	34 787	47	9.23
media	100	18.8	15.8	16.5	0	52 560	2 630	0	55 190	—	28 587	—	7.73
total	—	—	—	—	—	630 720	31 554	0	662 274	—	343 049	—	—
anual	—	—	1 603	—	m <sup>3</sup>	175 200	8 765	0	183 965	52	95 291	49	78.4

CASO PISCINA Y ACS													
MES	OCU %	T <sub>AF</sub> °C	H <sub>t</sub> MJ m <sup>2</sup> ·día	T <sub>a</sub> °C	CON lit. día	PTVP MJ	DEREP MJ	DEACS MJ	DETOT MJ	f <sub>i</sub> %	AS MJ	REN %	AS ESP. MJ m <sup>2</sup> ·día
ENE	100	28.4	20.5	22.7	12 000	53 568	-2 284	25 849	77 134	75	57 729	43	8.91
FEB	100	28.5	19.4	22.3	12 000	48 384	-2 110	23 207	69 481	71	49 337	44	8.43
MAR	100	26.1	16.9	20.5	12 000	53 568	-1 090	29 431	81 909	61	49 763	45	7.68
ABR	100	21.7	14.6	17.2	12 000	51 840	1 155	35 112	88 108	49	43 528	48	6.94
MAY	100	16.6	12.4	13.9	12 000	53 568	3 841	44 224	101 633	39	39 571	49	6.11
JUN	100	12.0	10.4	11.0	12 000	51 840	6 028	49 730	107 598	31	32 956	51	5.26
JUL	100	9.3	11.9	10.7	12 000	53 568	7 630	55 592	116 790	36	41 463	54	6.42
AGO	100	9.2	12.6	11.5	12 000	53 568	7 682	55 747	116 998	38	44 832	55	6.92
SEP	100	11.7	14.9	13.2	12 000	51 840	6 179	50 182	108 200	47	50 467	54	8.05
OCT	100	16.1	17.1	15.7	12 000	53 568	4 101	45 003	102 671	56	57 138	52	8.82
NOV	100	21.3	19.4	18.3	12 000	51 840	1 356	35 715	88 911	66	58 720	48	9.37
DIC	100	25.8	19.7	21.1	12 000	53 568	-934	29 898	82 532	70	57 994	45	8.95
media	100	18.8	15.8	16.5	12 000	52 560	2 630	39 974	95 164	—	48 633	—	7.65
total	—	—	—	—	—	630 720	31 554	479 690	1 141 965	—	583 598	—	—
anual	—	—	1 603	—	m <sup>3</sup>	175 200	8 765	133 247	317 212	51	162 111	48	77.6

Cuadro 12.1: Cálculo de prestaciones energéticas para piscinas con el método f-chart para cada mes del año y anual: ej. 12.1.

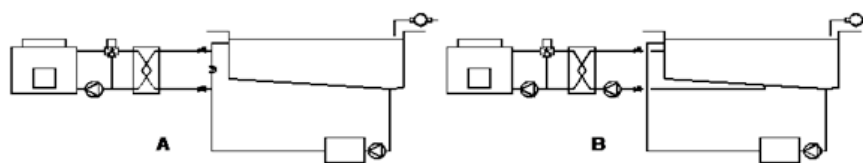


Figura 12.1: Formas de circulación para el calentamiento del vaso.

## 12.2 Configuraciones de las instalaciones

### 12.2.1 Las instalaciones convencionales de calentamiento

1. La instalación convencional para realizar el calentamiento del vaso y climatizar el ambiente interior estará diseñada y calculada para dar la potencia necesaria para combatir todas las pérdidas térmicas calculadas independientemente del aporte de la instalación de energía solar.
2. A los efectos de la estrategia de funcionamiento, la instalación de climatización del ambiente interior y la de calentamiento del vaso se utilizarán de forma que se reduzca al máximo el consumo energético convencional del conjunto de las instalaciones.
3. Dado que el caudal necesario para el circuito de depuración es mucho mayor que el necesario para el circuito de calentamiento, el intercambiador donde se realiza el calentamiento del vaso se puede realizar en una derivación de la circulación del circuito de tratamiento y depuración (A) o en un circuito de circulación específica (B) y cada solución tiene sus ventajas e inconvenientes (ver Fig. 12.1).
4. Es importante señalar que el caudal del circuito de piscina deberá ser lo suficientemente elevado como para que la temperatura de salida del mismo no produzca efectos en los materiales ni en los usuarios en la entrada al vaso de la piscina y la posición de las bocas de impulsión evitará que se produzca estratificación.

### 12.2.2 Configuración de la instalación solar

1. Para el calentamiento del vaso de la piscina, el acoplamiento de la instalación solar a la convencional se realizará intercalando el intercambiador solar en el mismo circuito de calentamiento del agua de piscina y se podrá realizar en serie, y previo al intercambiador auxiliar de caldera como se indica en la Fig. 12.2, o en paralelo de ambos intercambiadores.

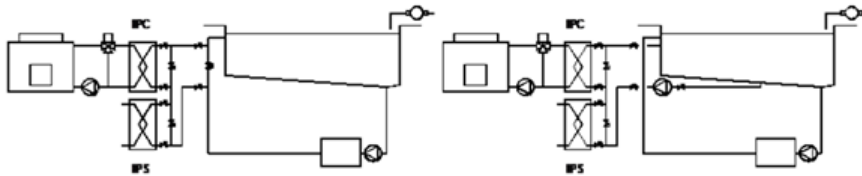


Figura 12.2: Ubicación del intercambiador solar en la conexión en serie.

2. Si el calentamiento de piscinas se hiciera sólo calentando directamente el vaso, sólo se tendría la posibilidad de almacenar energía en el margen de temperaturas que permite las temperaturas de consignas y de confort de la misma; por eso es necesaria una determinada capacidad de acumulación:
  - Cuando la potencia nominal de captación es superior a la de calentamiento del vaso, siempre es necesario utilizar un sistema de acumulación adicional a la propia piscina, para poder mantener las condiciones de confort en la misma.
  - Si no se dispusiera el sistema de acumulación, la única posibilidad de almacenar energía es aumentar la temperatura de trabajo de la piscina.
3. Por otro lado, la instalación solar debería estar diseñada para aportar toda su potencia y energía a cualquiera de las dos demandas: agua caliente sanitaria y piscina.
4. La circulación del fluido en el circuito primario, cuidando el equilibrio entre los dos circuitos de demanda, se puede resolver de dos maneras (ver Fig. 12.3):
  - Con una bomba para el campo de colectores y una válvula de tres vías que seleccione la demanda objetivo en función de la estrategia de control.
  - Con dos bombas, cada una de ellas acoplada a una de las demandas.

## 12.3 Diseño y dimensionado de sistemas y componentes

1. A los efectos del sistema de captación, y del diseño del circuito primario, no hay diferencias entre calentamiento de piscinas y de agua caliente sanitaria salvo, por lo que no debe afectar sólo debería considerarse la cantidad total de energía demandada, y el porcentaje de la misma que se quiera sustituir con energía solar.



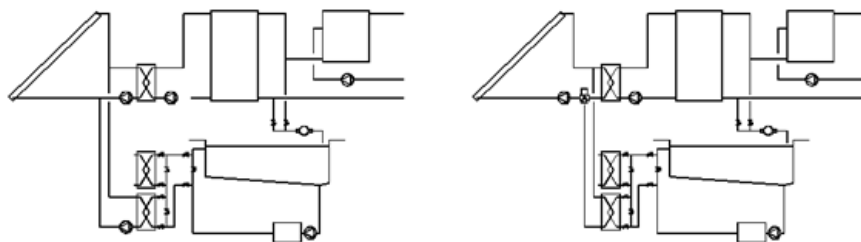


Figura 12.3: Formas de resolver la circulación por el circuito primario.

2. La capacidad total de acumulación solar será la suma de los volúmenes necesarios para la producción de ACS y para el calentamiento de piscina.
3. Los intercambiadores solares para calentamiento del vaso se dimensionarán de forma que se pueda transmitir al secundario de piscina toda la potencia térmica del campo de colectores. Para el dimensionado se tendrá en cuenta los siguientes requisitos:
  - La potencia nominal será la definida por el campo de colectores.
  - El caudal nominal del circuito primario viene definido por el sistema de captación. Se considerará una temperatura de entrada de 50 °C.
  - El caudal nominal del circuito secundario será siempre mayor que el del primario. Se considerará una temperatura de entrada de 24 °C y se tendrá en cuenta que la temperatura de salida del fluido del circuito secundario no podrá ser superior a 40 °C.
4. Si el esquema de funcionamiento de la instalación es con derivación del circuito de depuración, la mezcla del caudal de depuración con el de calentamiento proporcionará una temperatura de impulsión que no supere en más de 5 °C la temperatura de consigna del vaso.

### 12.3.1 Particularidades de los circuitos

1. El circuito secundario de calentamiento de piscina se realizará siempre con materiales plásticos, debido al alto contenido de cloro que presenta el agua de estos circuitos.
2. Como ya se indicó, las tuberías del circuito secundario solar deben soportar las temperaturas y presiones extremas del circuito.
3. Los intercambiadores pueden ser de placas o tubulares y se adoptarán especiales precauciones con la calidad de los aceros inoxidables de los intercambiadores y, en el caso de calentamiento de piscinas de agua salada o tratada con sales los intercambiadores de calor serán de titanio.

### 12.3.2 Sistema de control

1. Dado que las temperaturas de funcionamiento de los secundarios de los dos intercambiadores pueden ser distintas, las condiciones de funcionamiento del primario pueden sufrir variaciones bruscas, por lo que los cambios entre unas condiciones de trabajo y otras deberían estar organizadas según una correcta estrategia de control.
2. Las estrategias de control que pueden analizarse son las siguientes:
  - Prioridad agua caliente sanitaria: sólo se desviará energía solar hacia la piscina cuando se garantice un aporte mínimo para agua caliente sanitaria.
  - Prioridad máximo aprovechamiento energético: se utilizará la energía solar siempre en la aplicación con temperatura de trabajo menor.



# El proyecto de ingeniería

Ing. Juan Carlos Martínez Escribano  
[juancarlosmartinezescribano@yahoo.es](mailto:juancarlosmartinezescribano@yahoo.es)  
*Ingeniero Consultor*

## 13.1 Documentación de proyecto

1. La documentación de proyecto tiene por objeto dejar constancia expresa de la solución adoptada para un determinado programa de necesidades propuesto por un promotor o un usuario y debe contener la información necesaria y suficiente para que un tercero pueda interpretarla.
2. En función de las actuaciones a desarrollar con la documentación y de las características de la instalación, se puede establecer diversos niveles de proyecto:
  - Anteproyecto
  - Proyecto **B**ásico
  - Proyecto **C**ompleto
  - Proyecto **D**etallado
  - Proyecto **E**jecutado
3. El proyecto de la instalación solar térmica debe ser realizado por un RTI que será el responsable de todos los contenidos de la documentación relativa a una instalación solar térmica.

4. Cuando el proyecto del SST forme parte de otro mayor como, por ejemplo, cuando se trata de un proyecto de edificio completo, es imprescindible la coordinación del proyecto del SST con el resto de instalaciones y con el del edificio.

### 13.1.1 Memoria Técnica

Anexo a este volumen se puede encontrar la “Memoria Técnica para Sistema Solar Térmico” junto con cuatro fichas técnicas de componentes en un formato ya definido. Este documento incluye toda la información relativa al desarrollo de un SST y es responsabilidad directa del RTI su elaboración de acuerdo a la normativa vigente, así como la ejecución del SST en concordancia a lo expresado en dicha memoria técnica. Se brinda la versión actual de estos documentos aunque, es de esperar, que se le introduzcan modificaciones en el futuro conforme aumente la experiencia en instalaciones de SST en Uruguay.

1. La Memoria Técnica (en adelante MT) es el documento que resume e incluye toda la información que debe haberse considerado en el desarrollo de un proyecto y deberá ser utilizada para todos los niveles de proyecto
2. La cumplimentación de la MT exigirá haber definido, calculado, decidido y establecido todo lo referente a la instalación solar.
3. En la propia MT se establecen los documentos anexos (cálculos, esquemas, planos y especificaciones de componentes) que completan la definición de proyecto.
4. La MT se puede utilizar como documento guía al propio proyectista o a un tercero, supervisor de proyecto, control de calidad, técnico de la Administración, etc., para llevar a cabo la revisión del mismo.
5. Se ha definido un formato para la MT de la instalación solar que se brinda en forma de tabla bajo el nombre “Memoria Técnica para Sistema Solar Térmico”.

### 13.1.2 Contenidos de los proyectos

Se describen los objetivos y los contenidos que deben ser incluidos en cada uno de los distintos niveles de proyecto.

#### Anteproyecto

1. El anteproyecto de una instalación solar térmica recoge la información necesaria para poder estudiar la viabilidad técnica y/o económica de la misma.
2. El anteproyecto, al menos, debe incluir:

- Condiciones de contorno y datos de partida: parámetros climáticos y de consumo.
- Dimensionado básico: superficie de colectores y volumen de acumulación.
- Cálculo de prestaciones energéticas:
  - Demanda y aporte solar térmico en base mensual.
  - Contribución solar.
  - Consumo de energía final de apoyo, de energía primaria y emisiones evitadas.
- Soluciones generales, incluso indicando si hubiera diversas opciones, para:
  - Ubicación y espacio ocupado por el campo de colectores.
  - Ubicación del sistema de acumulación.
  - Disponibilidad del sistema auxiliar.
  - Otros datos y condicionantes que se puedan establecer: ideas de las posibles soluciones estructurales, por ejemplo.
- Datos económicos:
  - Presupuesto: costo de inversión global estimado
  - Coste de la energía auxiliar y valor del ahorro energético producido
  - Parámetros de rentabilidad: amortización, Valor Actualizado Neto (VAN), Tasa Interna de Rentabilidad (TIR), entre otros.

### Proyecto Básico

1. El proyecto básico recoge la información suficiente para definir las características técnicas generales de una instalación aportando los criterios a considerar para la elaboración de un proyecto completo.
2. Puede ser utilizado como base técnica de una licitación, para definir la preinstalación correspondiente y los criterios establecidos y también puede ser suficiente para determinadas gestiones administrativas. Se puede usar como fase previa del proyecto completo y se puede utilizar para comparar soluciones y ofertas económicas.
3. El proyecto básico recoge la información de diseño y cálculo que se define pero no contiene selección de todos los componentes, ni justificación de soluciones adoptadas ni definición de los detalles constructivos.
4. El proyecto básico, como mínimo, contendrá:
  - Memoria Técnica completa.

### 13. EL PROYECTO DE INGENIERÍA

---

- Planos: no es necesario un nivel de detalle ni acabados aunque si son imprescindibles la ubicación del edificio y de la captación, medidas y espacios ocupados por colectores y acumuladores, trazados generales de las líneas de interconexión.
- Pliego de Condiciones: como mínimo se hará referencia a las ETUS pero información adicional será necesaria para incluir las condiciones que deben cumplir los componentes y los materiales que se vayan a utilizar.
- Mediciones o lista de materiales: según se requiera.
- Presupuesto que tiene que tener el nivel de desglose que se le exija para el objetivo que se plantea En determinados casos puede ser suficiente una estimación de presupuesto global.

#### Proyecto Completo

1. El proyecto completo tiene el nivel de definición necesario para que un tercero, normalmente el instalador, pueda ejecutarla sin necesidad de otra información adicional. El proyectista debe tener en cuenta que todo lo que no esté definido en un proyecto se está dejando libertad al criterio del instalador en su ejecución
2. Los contenidos del proyecto completo serán distribuidos en Memoria Descriptiva y Anexos de Cálculo, Planos, Pliego de Condiciones y Mediciones y Presupuesto y, además de satisfacer los requerimientos de la propiedad, como mínimo contendrá:
3. Memoria descriptiva:
  - Además de la MT totalmente cumplimentada con toda la información que describe la instalación, la memoria del proyecto puede ampliar, explicar, comentar y documentar toda la información recogida en la MT: las bases de partida, los criterios de diseño, justificaciones de cálculo, etc.
  - Se incluirá la selección completa de los componentes de la instalación; eso quiere decir que se justificará la selección de todos ellos en base a los cálculos de sistemas y a los cálculos de prestaciones que se adjuntan al proyecto
4. Anexos de cálculo:
  - El cálculo de sistemas y componentes incluirá: potencias, caudales y salto térmico del campo de colectores; características del intercambiador; caudales en circuitos, diámetros de tuberías y pérdidas de carga; características de las bombas de circulación; temperaturas

y presiones de trabajo en todos los circuitos; cálculo del sistema de expansión, cálculo del consumo eléctrico.

- El cálculo de prestaciones energéticas incluye, además de definir todos los parámetros climáticos, de uso y funcionales y los resultados del cálculo tanto en base mensual como los globales anuales. En los resultados se incluye: la demanda de energía, el aporte solar, la contribución solar y el rendimiento medio anual. Cuando sea necesario, se aportará el cálculo de las pérdidas térmicas de la instalación.

#### 5. Planos:

- Emplazamiento del edificio y su orientación.
- Ubicación de la instalación y su orientación.
- Proyección de obstáculos en el horizonte lejano al Norte  $\pm 90^\circ$  (de Este a Oeste).
- Proyección de obstáculos en el horizonte cercano al Norte  $\pm 90^\circ$  (de Este a Oeste).
- Implantación del sistema de captación. Su definición espacial y su relación e integración con el edificio (distancias significativas, accesos, por ejemplo).
- Definición y ubicación del sistema de acumulación así como disposición de todos los elementos adicionales: intercambiadores, bombas, expansión, válvulas, etc.
- Distribución, trazados y disposición de los circuitos hidráulicos: en campo de captadores, de interconexión con acumuladores, en sala de acumuladores, de interconexión con sistema auxiliar.
- Diseño y detalles constructivos de estructuras, soportes, etc.
- Detalles hidráulicos.
- Esquema de principio completo o de funcionamiento.
- Esquema eléctrico y de control. Trazado de líneas eléctricas.
- Elementos de medida y sistemas de monitorización.
- Soluciones adoptadas en las interacciones con el edificio.
- Conexiones con el resto de instalaciones: sanitarias, eléctricas, por ejemplo.

#### 6. Pliego de condiciones.

#### 7. Mediciones y presupuesto:

- Las mediciones y el presupuesto deben recoger, al menos, la descripción de las unidades de obras que se establecen incluyendo las especificaciones mínimas de todos los componentes.

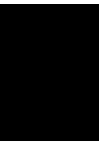


### Proyecto Detallado

1. El proyecto detallado es complementario al proyecto completo al incorporar todos los detalles de la empresa instaladora en todos aquellos aspectos que no estén lo suficientemente definidos en el proyecto completo.
2. Se incluirá la definición de marcas, modelos y tipos de todos los componentes que se vayan a instalar y no hayan sido definidos en el proyecto completo.
3. Es un requisito previo al montaje de la instalación y supone la definición y aprobación por parte del RTI de todos los materiales y accesorios que se va a instalar para que puedan ser conocidos todos los detalles de la instalación y su montaje; debe haber una definición única.
4. Cualquier modificación introducida en el proyecto detallado, en relación con el proyecto completo debe estar debidamente justificada y nunca reducirá los niveles de eficiencia y calidad de aquel.
5. Por todo ello, en el proyecto detallado deben estar definidos los mismos conceptos que en el proyecto completo

### Proyecto Ejecutado

1. Es el documento de proyecto que recoge el resultado final de la instalación realmente ejecutada; reflejará las posibles modificaciones que se hayan podido realizar sobre el proyecto detallado. El contenido del proyecto es el mismo que el del proyecto detallado y se completa con:
  - La relación de todos los materiales y equipos empleados, indicando fabricante, marca y modelo.
  - El manual de instrucciones de funcionamiento de los equipos principales de la instalación.
  - El manual de uso y mantenimiento de la instalación.
2. El proyecto ejecutado es el documento que se utilizará para la inspección de la instalación realizada.



## Normativa técnica

Ing. Quím. Pablo Franco Noceto  
[pfranco.solar@outlook.com](mailto:pfranco.solar@outlook.com)  
*Mesa Solar*

Una norma técnica es una especificación técnica que establece los requisitos que aseguran la aptitud para el uso de un producto o servicio. Para que esa especificación pueda ser considerada una norma técnica debe cumplir ciertas condiciones, entre las que se destacan:

- Ser elaborada con la participación de todos los sectores involucrados.
- Ser aprobada por consenso.
- Tener como objetivo el beneficio de la comunidad.
- Estar disponible para todos los interesados.
- Ser realizada en un Comité Técnico Especializado que funciona en el ámbito de un organismo de normalización.

Las normas técnicas son de uso voluntario, pero pueden incorporarse a normativas legales que las hagan de uso obligatorio.

### 14.1 Normas técnicas sobre energía solar térmica

A nivel mundial la primera norma técnica relevante fue la ASHRAE 93 del año 1977 que estableció un método de ensayo para determinar el desempeño

térmico de colectores solares, en condiciones estacionarias. Además de esta norma sectorial y sus actualizaciones, existen varias normas nacionales, regionales –entre las que se destacan las normas europeas– y también internacionales de la Organización Internacional de Normalización (ISO).

### 14.1.1 Normas UNIT sobre energía solar térmica

En el Instituto Uruguayo de Normas Técnicas (UNIT) funciona el Comité de Eficiencia Energética en Colectores Solares. En ese ámbito, desde el año 2008, se ha trabajado para desarrollar normas técnicas nacionales. En algunos casos se adoptaron normas ISO (algunas con y otras sin modificaciones). En los temas para los que no hay una norma ISO de referencia, se desarrollaron normas nacionales tomando como insumo normas europeas y de otros países.

Las normas destinadas a aplicarse a colectores solares son diferentes de las que se aplican para los sistemas solares térmicos. A su vez, para estos últimos, hay normas distintas para sistemas prefabricados y para sistemas a medida. En todos los tipos de equipos, hay normas que describen métodos de ensayos y otras que establecen requisitos para los equipos (colectores o sistemas). Esto se muestra de manera esquemática en la Fig. 14.1.

Aplicable a	Tipo de norma	Número de norma	Alcance
COLECTORES	ENSAYOS	UNIT ISO 9806-1	DESEMPEÑO TÉRMICO
		UNIT ISO 9806-3	
	REQUISITOS	UNIT 705	CALIFICACIÓN
SISTEMAS PREFABRICADOS	ENSAYOS	UNIT 1184	
		UNIT ISO 9459-2	
	REQUISITOS	UNIT 1185	
SISTEMAS A MEDIDA	ENSAYOS	UNIT 1196	
	REQUISITOS	UNIT 1195	

Figura 14.1: Esquema de normas UNIT

Además de las que figuran en la Fig. 14.1, se cuenta con la norma UNIT-ISO 9488 de vocabulario. En el apéndice B se muestra el listado completo de normas UNIT sobre energía solar térmica.

### 14.1.2 Normas EN sobre energía solar térmica

El conjunto de normas del Comité Europeo de Normalización (CEN), caracterizadas por las letras (EN), para energía solar térmica es más amplio y su estructura difiere del conjunto de normas uruguayas. En la Fig. 14.2 se esquematiza una parte de ellas y en el apéndice B se da un listado de los números y nombres de las mismas.

Aplicable a	Tipo de norma	Número de norma
COLECTORES	ENSAYOS	EN 12975-2
	REQUISITOS	EN 12975-1
SISTEMAS PREFABRICADOS	ENSAYOS	EN 12976-2
	REQUISITOS	EN 12976-1
INSTALACIONES A MEDIDA	ENSAYOS	EN 12977-2
	REQUISITOS	EN 12977-1

Figura 14.2: Esquema de normas EN

## 14.2 Certificación de equipos contra normas técnicas

Si un equipo es ensayado en un Laboratorio de Ensayos, recibe un informe o reporte de ensayo según la norma que se le haya aplicado. Pero que el equipo cuente con ese informe no permite decir que se trate de un equipo certificado.

El tipo de ensayos realizados y los resultados que figuran en el informe de ensayo permitirán que un Organismo Certificador emita un certificado de conformidad con una norma de requisitos, si la evaluación que realiza verifica que se cumplen dichos requisitos. Esto se esquematiza en la Fig. 14.3.

En resumen:

Un equipo sólo puede ser certificado contra una norma de requisitos.

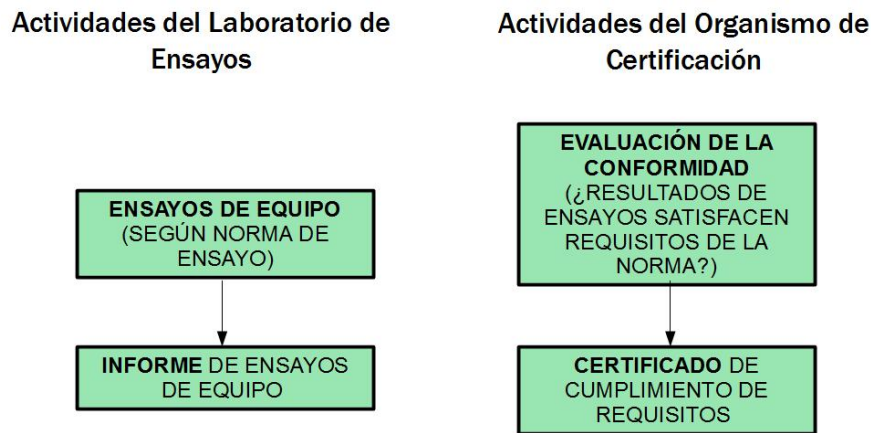


Figura 14.3: Ensayo y certificación

▷ **Ejemplo 14.1.** \_\_\_\_\_

En un laboratorio se realizan los siguientes ensayos sobre un sistema prefabricado compacto según la norma EN-12976-2:

- Protección contra sobre-temperaturas.
- Resistencia a la presión.
- Caracterización del rendimiento térmico.

El resultado de los ensayos se documenta en el informe correspondiente. Es importante hacer notar que el hecho de obtener el informe de ensayo según EN-12976-2 no significa que el equipo tenga un certificado de cumplimiento de los requisitos de la norma EN-12976-1. \_\_\_\_\_

## 14.3 Ensayos sobre colectores y sistemas

### 14.3.1 Ensayos de desempeño térmico de colectores

Como se mostró en el apartado 2.1.4, la eficiencia instantánea de un colector puede representarse por una ecuación de forma<sup>a</sup>:

$$\eta = \eta_0 - a_1 T^* - a_2 G (T^*)^2 \quad (14.1)$$

O bien,

---

<sup>a</sup>Notar que esta expresión es equivalente a la de la Ec. 2.2: la diferencia de temperatura reducida  $T^*$  se define como  $T^* = \frac{T_E - T_{AMB}}{G}$ .

$$\eta = \eta_0 - UT^* \quad (14.2)$$

si se trata de una expresión de primer orden<sup>b</sup>.

La misma se obtiene a partir de las mediciones realizadas de forma normalizada en una instalación que permita cumplir los requisitos, como las que se muestran en los ejemplos de las Figs. 14.4 y 14.5.

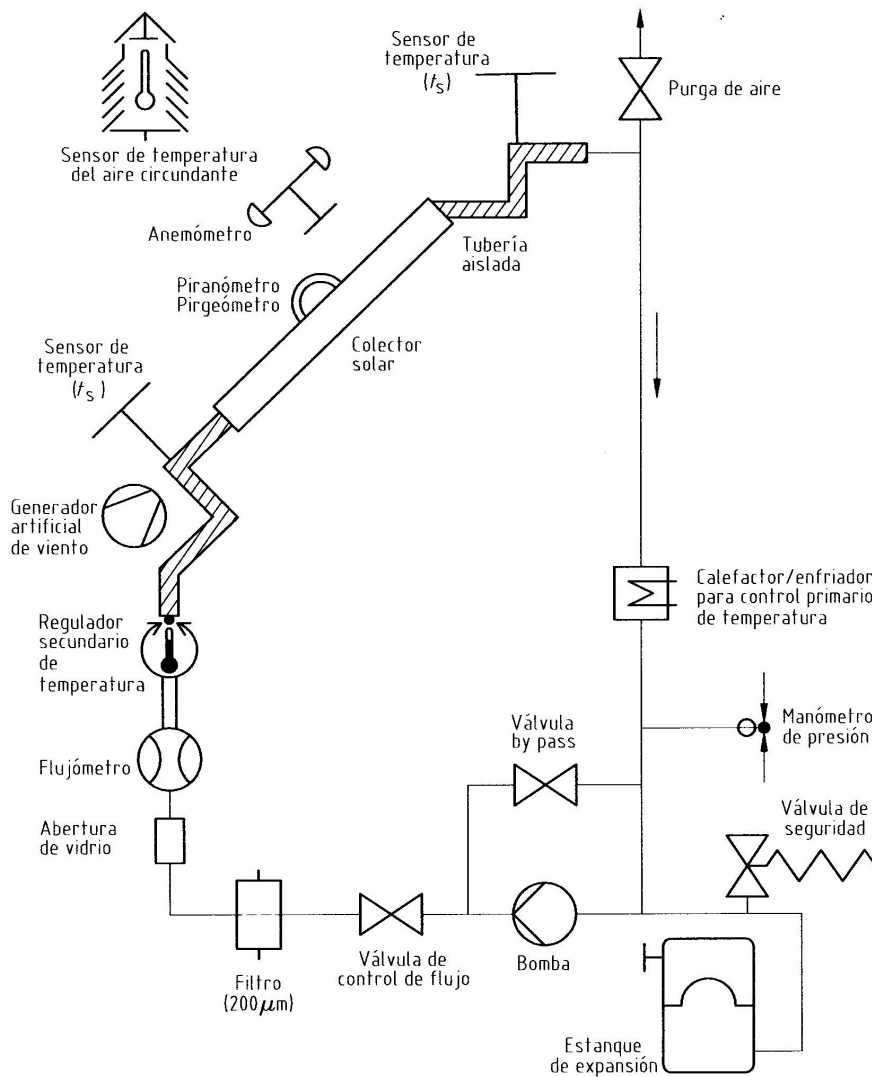


Figura 14.4: Ejemplo de circuito de ensayo cerrado. Con autorización del Instituto Uruguayo de Normas Técnicas.

<sup>b</sup>El factor  $U$  en este caso coincide con el coeficiente global de pérdidas  $F_R U_L$  y  $\eta_0$ , como ya se explicó anteriormente, coincide con la eficiencia óptica del colector  $F_R(\tau\alpha)$

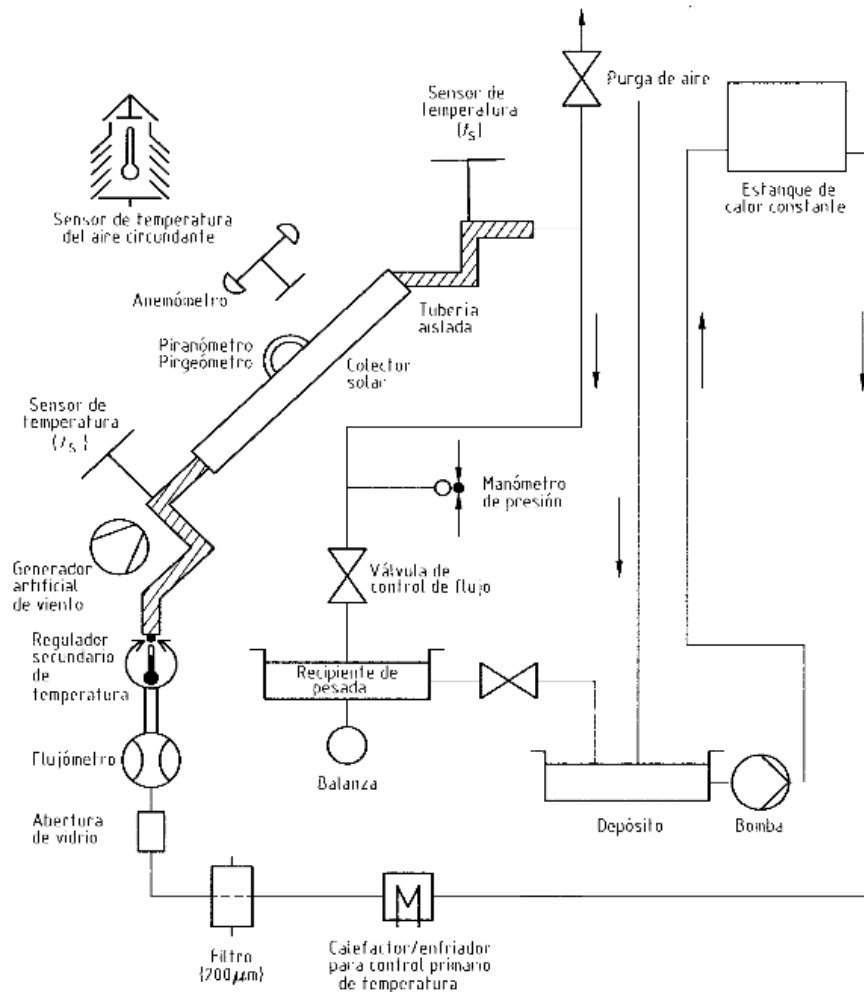


Figura 14.5: Ejemplo de circuito de ensayo abierto. Con autorización del Instituto uruguayo de Normas Técnicas.

El objetivo de la instalación es permitir regular el flujo y la temperatura del fluido en los valores requeridos y hacer funcionar el colector en estado estacionario. El ángulo de incidencia de la radiación solar directa en la abertura del colector debe ser pequeño, para evitar la influencia del ángulo de incidencia en el rendimiento óptico ( $\eta_0$ ).

Para cada medida el valor de irradiancia solar debe superar el mínimo requerido ( $650 \text{ W/m}^2$  en la norma UNIT), su variación y las variaciones de la temperatura del aire circundante, el caudal másico del fluido y la temperatura del fluido a la entrada del colector deben estar dentro del rango permitido.

En cada medida se registra el conjunto de datos necesarios:

- Fecha y tiempo local.
- Irradiancia solar total.
- Porcentaje de radiación difusa.
- Irradiancia de onda larga.
- Temperatura del aire ambiente.
- Velocidad del aire circundante.
- Temperaturas de entrada y salida del colector.
- Caudal másico de fluido.

Con ellos se calcula, para cada medida, la eficiencia y la diferencia reducida de temperatura. Para el conjunto de medidas válidas que completan el ensayo se obtienen los coeficientes de la curva estadística que se ajusta a ellas ( $\eta_0$ ,  $a_1$  y  $a_2$ ) y la representación gráfica de dicha curva.

Como se dijo en el apartado 2.1.4, la curva obtenida depende del caudal másico y del área tomada como referencia. La curva también será distinta si la diferencia reducida de temperatura ( $T^*$ ) se calcula usando la temperatura de entrada o la temperatura media del fluido en el colector.

En cuanto al área de referencia, en los informes de ensayo según las normas UNIT se debe expresar el resultado con el área total ( $A_G$ ) y del absorbedor ( $A_A$ ). En cambio, en los informes de normas EN se usan el área de apertura ( $A_a$ ) y del absorbedor.

Si se cuenta con los coeficientes de una curva calculados para un área de referencia y se desea conocer los valores para otra, la conversión es sencilla, multiplicando por el cociente entre las dos áreas. En el apartado 8.8.4 de la norma UNIT-ISO 9806-1 se cuenta con fórmulas para todas las conversiones. A continuación se presenta la forma de calcular los coeficientes para área total del colector a partir de los coeficientes para área del absorbedor:

$$\begin{aligned} \eta_{0G} &= \eta_{0A} \frac{A_A}{A_G} & U_G &= U_a \frac{A_A}{A_G} \\ a_{1G} &= a_{1A} \frac{A_A}{A_G} & a_{2G} &= a_{2A} \frac{A_A}{A_G} \end{aligned}$$

▷ **Ejemplo 14.2.**

La ecuación de eficiencia para un colector, referida a su área absorbidora es la siguiente:

$$\eta = 0,769 - 2,52T^* - 0,0106G(T^*)^2$$

Obtener los coeficientes para área total, sabiendo que el área del absorbedor ( $A_A$ ) es de 2.401 m<sup>2</sup> y el área total ( $A_G$ ) es de 4.949 m<sup>2</sup>.



**Solución:**

$$\eta_{0G} = \eta_{0A} \frac{A_A}{A_G} = 0,769 \left( \frac{2,401}{4,949} \right) = 0,373$$

$$a_{1G} = a_{1A} \frac{A_A}{A_G} = 2,52 \left( \frac{2,401}{4,949} \right) = 1,22$$

$$a_{2G} = a_{2A} \frac{A_A}{A_G} = 0,0106 \left( \frac{2,401}{4,949} \right) = 0,0051$$

La ecuación de eficiencia referida a su área total será entonces:

$$\eta = 0,373 - 1,22T^* - 0,0051G(T^*)^2$$

□

La diferencia en la expresión de resultados de las normas UNIT y EN también aparece vinculada a la diferencia reducida de temperatura. En el primer caso los resultados se expresan de dos formas (considerando la temperatura de entrada y temperatura media). En cambio los informes según la norma europea se hacen utilizando la temperatura media. En estos casos las conversiones son algo más complicadas.

Estas variantes se reflejan en la notación usada para la ecuación del rendimiento. Por ejemplo,

- si se usa el área bruta como referencia y la temperatura de entrada al colector los coeficientes se anotan como  $\eta_{0G}$ ,  $a_{1G}$  y  $a_{2G}$
- si se usa el área del absorbedor y la temperatura media del colector los coeficientes se anotan como  $\bar{\eta}_{0A}$ ,  $\bar{a}_{1A}$  y  $\bar{a}_{2A}$

Afortunadamente, estas diferencias entre las normas de distinto origen, se superarán a mediano plazo pues, el marco de un acuerdo entre la ISO y el CEN, se está trabajando en nuevas versiones de normas que sustituirán a las actuales.

Nótese que las ecuaciones de eficiencia de un colector son válidas cuando la radiación incide de forma perpendicular al plano del colector. Pero la influencia del ángulo de incidencia en el rendimiento óptico también se evalúa en los ensayos para colectores con cubierta transparente. El parámetro utilizado es el modificador de ángulo de incidencia ( $K_\theta$ ), que es el cociente entre el  $\eta$  obtenido cuando la temperatura de entrada del fluido al colector se mantiene muy cercana a la temperatura ambiente, para determinado ángulo de incidencia y el valor de  $\eta$  obtenido en condiciones similares y ángulo de incidencia nulo. Para colectores de tubos de vacío, las variaciones de  $K_\theta$  se estudian por separado en el eje horizontal y vertical del colector.

## 14.3.2 Ensayos de desempeño térmico de sistemas

Para el caso de la evaluación de sistemas, la eficiencia instantánea de captación resulta poco útil porque el comportamiento está fuertemente condicionado por otros componentes, como el tanque acumulador. Incluso en varios casos puede resultar imposible medir la eficiencia del colector, como en los sistemas con colector y tanque acumulador integrados.

Para que la norma UNIT-ISO 9459-2 pueda ser aplicada a sistemas con distintas configuraciones, la evaluación del desempeño térmico que se utiliza se hace con un procedimiento del tipo “caja negra”, en el que el comportamiento del equipo se describe en función de “entradas y salidas”, independientemente de cuáles son los componentes del sistema.

A diferencia de los ensayos para colectores, que determinan valores instantáneos, los resultados de los ensayos de sistemas permiten predecir el rendimiento del sistema en función de valores medios diarios de radiación solar, datos de temperatura ambiente y temperatura del agua fría. De todas formas, el resultado tiene varias limitaciones, por ejemplo la predicción de rendimiento anual está limitada al comportamiento cuando la extracción de agua caliente se hace al final del día o dos veces al día. La aplicación de la norma también se limita a sistemas sin energía de apoyo en el acumulador.

La instalación utilizada también difiere notoriamente de las que se usan para colectores solares, como puede verse en la Fig. 14.6.

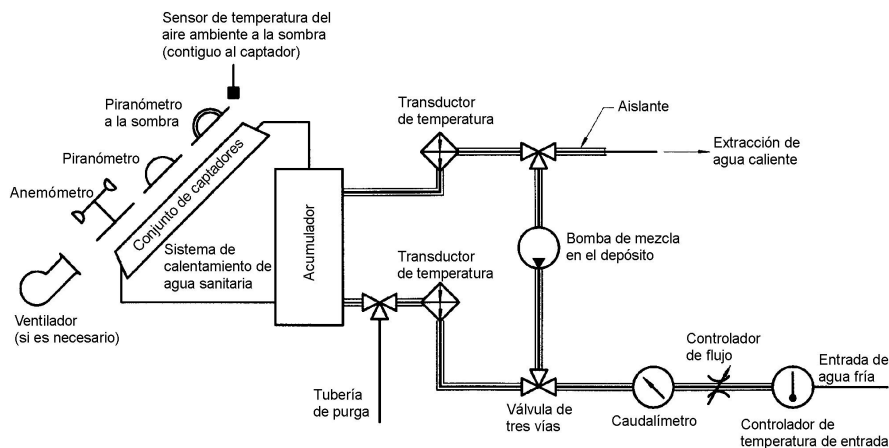


Figura 14.6: Esquema de equipo para ensayo de rendimiento de sistemas. Con autorización del Instituto uruguayo de Normas Técnicas.

De forma resumida, el ensayo puede describirse de la siguiente forma:

- Al comienzo del día se cambia el agua que contiene el sistema por agua a temperatura conocida ( $t_{main}$ ).

#### 14. NORMATIVA TÉCNICA

---

- Se deja operar el sistema al exterior, recibiendo radiación solar desde 6 horas antes del mediodía solar hasta 6 horas después del mediodía solar.
- Luego se mide el perfil de temperatura de la extracción de agua caliente, que es desplazada por la entrada de agua fría.

Se obtienen perfiles similares a los de la Fig. 14.7, que permiten calcular la energía de salida ( $Q$ ).

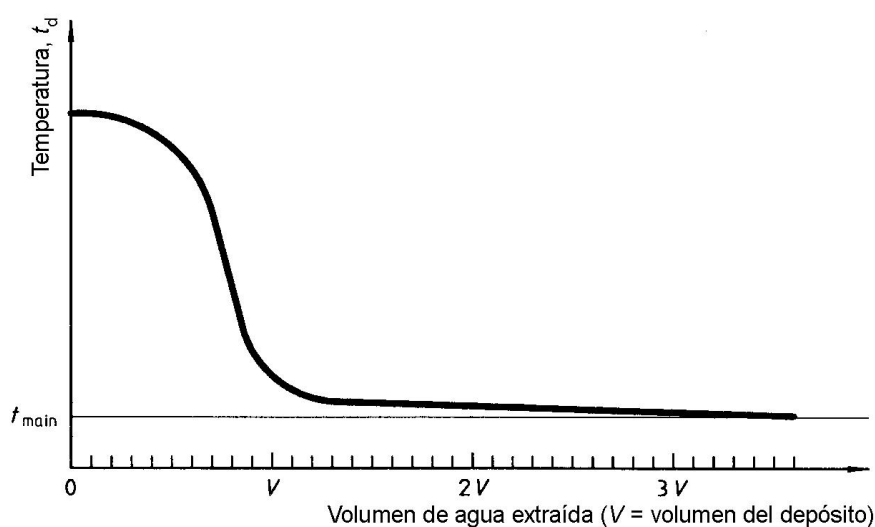


Figura 14.7: Perfil de temperatura de extracción. Con autorización del Instituto uruguayo de Normas Técnicas.

Se realizan varios ensayos en días en los que varían la radiación solar diaria en la apertura del colector ( $H$ ) y la diferencia de temperatura entre el aire ambiente y el agua fría ( $t_{a(day)} - t_{main}$ ).

El rendimiento del sistema de calentamiento únicamente solar puede representarse por la ecuación 14.3,

$$Q = a_1 H + a_2 (t_{a(day)} - t_{main}) + a_3 \quad (14.3)$$

o de forma gráfica como se muestra en la Fig. 14.8.

En la norma también se describe un ensayo para evaluar las pérdidas térmicas nocturnas del acumulador y otros ensayos complementarios. Con los resultados de los ensayos y un algoritmo de cálculo que plantea la norma, se puede realizar la predicción del rendimiento anual del sistema.

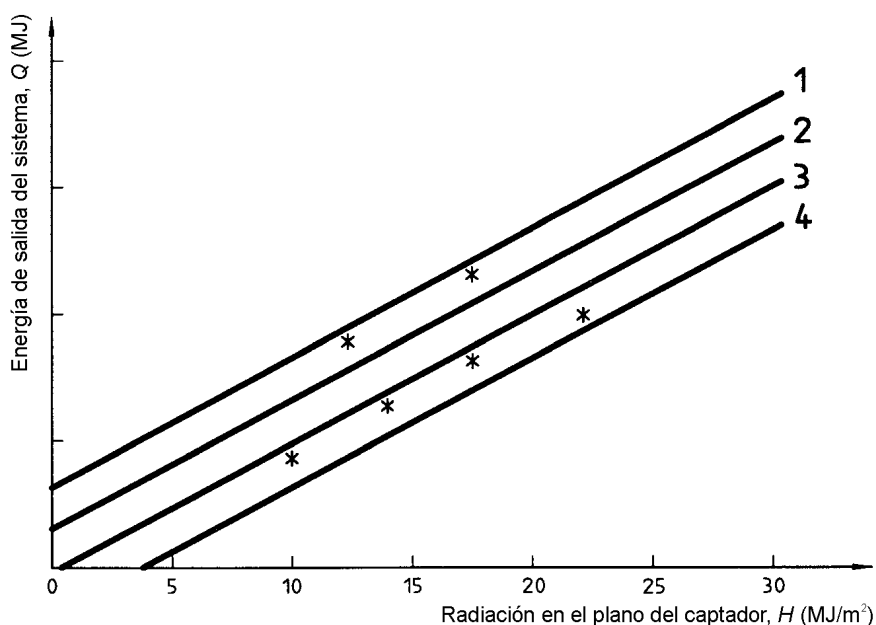


Figura 14.8: Energía de salida  $Q$  en función de la radiación. Con autorización del Instituto uruguayo de Normas Técnicas.

### 14.3.3 Ensayos de calificación

Cuando un proyectista busca información técnica sobre un colector o sistema, es habitual que obtenga del proveedor los datos que surgen de un ensayo de desempeño. Sin embargo, es importante reconocer la importancia que tienen los ensayos de calificación (fiabilidad y durabilidad), ya que el más eficiente de los colectores no permitirá obtener una buena instalación si tiene una falla al poco tiempo de ser puesto en funcionamiento.

Además, la norma UNIT-ISO 9806-2 establece la secuencia en que se deben realizar los ensayos, como se describe en el Cuadro 14.1. Nótese que la evaluación del rendimiento térmico debe hacerse después de los ensayos de calificación. Por ejemplo, el ensayo de exposición tiene como objetivo generar efectos de envejecimiento que probablemente ocurran durante el servicio y aumentar la probabilidad de que los ensayos siguientes den resultados repetibles.

Otro aspecto que debe remarcarse es que los ensayos se aplican sobre un conjunto de tres equipos (A, B y C). Uno de ellos recibe todos los ensayos y los otros reciben sólo algunos.

<b>secuencia</b>	<b>ensayo</b>	<b>colector</b>
1	presión interna	A
2	resistencia a alta temperatura	A
3	exposición	A, B y C
4	choque térmico exterior	A
5	choque térmico interior	A
6	penetración de la lluvia	A
7	resistencia al congelamiento	A
8	presión interna (re-ensayo)	A
9	comportamiento térmico	A
10	resistencia al impacto (opcional)	A o B
11	inspección final	A, B y C

Cuadro 14.1: Secuencia de ensayos.

## Marco legal

Ing. Quím. Pablo Franco Noceto  
[pfranco.solar@outlook.com](mailto:pfranco.solar@outlook.com)  
*Mesa Solar*

Desde el año 2008, en el Uruguay se han producido avances significativos en lo referente a legislación y normativas vinculadas con la energía solar térmica.

### 15.1 Leyes y decretos nacionales

**Ley 18585** (Ley solar térmica) del 18 de setiembre de 2009. Declara de interés nacional la investigación, desarrollo y la formación en el uso de la Energía Solar Térmica (EST). Para los casos de centros de asistencia de salud, hoteles y clubes deportivos, cuyo consumo para agua caliente supere el 20 % del consumo energético total, establece que los permisos de construcción para obra nueva o rehabilitaciones integrales sólo serán otorgados si cuentan con equipos para calentamiento solar de agua. Para evitar la incorporación de equipos de tamaño meramente testimonial se establece que deben permitir cubrir al menos el 50 % de la demanda energética para agua caliente. Con otros plazos, se establece la obligatoriedad de incorporar equipos solares para calentamiento de agua en construcciones nuevas del sector público, cuyo consumo para agua caliente supere el 20 % del total y con capacidad de cubrir también el 50 % de la demanda para agua caliente. Además, establece la obligatoriedad del uso de energía solar térmica para piscinas climatizadas nuevas o que se reconviertan en climatizadas. La ley prevé que el Poder Ejecutivo pueda determinar excepciones fundamentadas y que el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), junto con el de Vivienda, Ordenamiento

Territorial y Medio Ambiente (MVOTMA) y otras instituciones coordinen un programa para facilitar el uso de la energía solar térmica. Además faculta al Poder Ejecutivo a establecer beneficios fiscales para ciertos casos.

**Decreto 314/010** del 20 de octubre de 2010, por el que se estandariza la compra de Sistemas Solares Térmicos (SST) en organismos públicos. Para la Administración Central se debe aplicar el Pliego de Condiciones Técnicas (PCT) aprobadas y publicadas por el MIEM que establecen una base técnica mínima común. El decreto solicita a los Gobiernos Departamentales y exhorta a los Entes Autónomos y Servicios Descentralizados a seguir los mismos criterios. Fundamentalmente, con el PCT se trata de evitar la discriminación por tecnologías de forma no fundamentada, apuntando a que los llamados de compras y pliegos de licitaciones especifiquen la demanda de energía y las prestaciones que se desean pero no la tecnología para alcanzarlas. Establece requisitos del SST, del sistema de energía de apoyo y da recomendaciones sobre aspectos técnicos que permitan la evaluación de las propuestas de los proveedores, así como sobre los requisitos de mantenimiento y garantía. La versión 2 del PCT (de julio de 2011) es la que se encuentra vigente.

**Decreto 451/011** del 19 de diciembre de 2011, que reglamenta la ley 18585. En el artículo 1º de este decreto se define el alcance de varios términos utilizados en la ley. En varios artículos describe la participación de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) de forma que en el momento que se presenten las solicitudes de permisos de construcción ante las Intendencias Departamentales, los solicitantes obtengan constancias que muestren si están alcanzados o no por la ley, si cumplen los porcentajes establecidos, si pueden recibir exoneraciones, etc. El decreto también crea tres registros en la Dirección Nacional de Energía (DNE), vinculados a la energía solar térmica y define las condiciones y requisitos para la inscripción en ellos:

- El de Productores de Equipamiento.
- El de Importadores de Equipamiento.
- El de Responsables Técnicos de Instalaciones (RTI).

Los fabricantes e importadores deben contar con un ingeniero del área industrial, química, civil o eléctrica como responsable técnico por la calidad, eficiencia y seguridad del equipamiento. Estas empresas deben informar periódicamente la cantidad y tipo de equipos fabricados o importados, así como registrar las instalaciones realizadas. A los RTI se les exige tener título en las mismas áreas que a los responsable de equipamiento, título de arquitecto o acreditar idoneidad técnica y experiencia ante un tribunal constituido por el MIEM.

Otro aspecto alcanzado por el decreto es el de las exoneraciones impositivas aplicables a equipos, bienes y servicios nacionales e importados no competitivos con la industria nacional. Se establece un mecanismo que introduce gradualmente un porcentaje de esa exoneración vinculada a la eficiencia energética.

**Decreto 325/012** del 12 de octubre de 2012. Modifica artículos del Decreto 451/011 y fechas de exigibilidad de obligaciones fijadas en la ley 18585.

**Decreto 50/012** del 22 de febrero del 2012. Encomienda al MIEM, a través de la DNE, la coordinación del Plan Solar para promocionar el uso de energía solar térmica a nivel residencial, requiriendo el apoyo de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) y del Banco Hipotecario del Uruguay (BHU). El Plan Solar se trata con mayor profundidad en el apartado 15.3.

## 15.2 Normativas departamentales

A nivel departamental y municipal, el marco legal se encuentra en una etapa de menor desarrollo que a nivel nacional.

Para Montevideo, la Junta Departamental ha aprobado el **Decreto 34151** del 26 de abril de 2012. Dicho decreto incorpora al Digesto Departamental los artículos D.4455.38 al D.4455.44, que crean los lineamientos fundamentales para la incorporación de sistemas de calentamiento solar de agua, desde el punto de vista de las instalaciones sanitarias, los aspectos urbanísticos y de seguridad. El Digesto Departamental también contiene, en la parte reglamentaria, los artículos R.1728.7 al R.1728.9 vinculados a la distribución de agua para sistemas de calentamiento por energía solar. En ellos se especifica que el sistema de calentamiento solar no se considera una parte de la instalación sanitaria, pero sí las tuberías de alimentación, distribución y retorno. Se establecen varias condiciones que deben cumplir las tuberías expuestas a la intemperie y hace obligatorio el uso de sistemas automáticos de mezcla que limiten la temperatura del agua por debajo de 60 °C. La reglamentación del decreto 34151 está en proceso de aprobación al momento de la redacción de este manual.

## 15.3 El Plan Solar

La ley 18585, en sus artículos principales, establece mecanismos que hacen obligatorio el uso de energía solar en edificaciones destinadas a actividades que son grandes consumidoras de energía para calentar agua. Los mecanismos previstos apuntan mayoritariamente al desarrollo de sistemas a medida de mediano y gran porte. Pero el desarrollo de instalaciones a nivel residencial requiere de un marco normativo específico para ese sector en el que, según la



encuesta de fuentes y usos de energía realizada por la DNE en el año 2006, el 37% de la energía eléctrica consumida se destina a calentar agua.

Por ello el Plan Solar está dirigido a al sector residencial. En su primera etapa, abarca el equipamiento para agua caliente sanitaria en viviendas unifamiliares.

El Plan Solar se aplica a sistemas solares prefabricados, según la definición 3.4 de la norma UNIT 1185:2009: “un sistema de energía solar para preparación sólo de agua caliente, bien sea como un sistema compacto o un sistema partido. El sistema consiste en un único componente o un conjunto uniforme de componentes. Se fabrica bajo condiciones que ese presumen uniformes y ofrecidas a la venta bajo un solo nombre comercial”.

Uno de los objetivos del Plan Solar es superar la barrera que significa el monto de la inversión inicial en el acceso generalizado a esta tecnología. Por eso uno de los aspectos abordados es el financiamiento y otro es la aplicación de beneficios económicos promocionales.

Otro aspecto importante es asegurar que las instalaciones del Plan Solar sean “fiables, eficientes y duraderas de forma de garantizar la satisfacción del usuario”. Mediante la **Resolución 34/12** del MIEM del 20 de marzo de 2012 se aprueba el **Manual Técnico del Plan Solar – Parte 1**. En este manual se establece el procedimiento para instalar equipos dentro del Plan Solar y los requisitos técnicos de los sistemas prefabricados de EST, de forma de cumplir los objetivos buscados.

A continuación se comentarán de manera resumida algunos aspectos del Manual Técnico del Plan Solar, pero no se transcribirán textualmente sus contenidos, que se consideran conocidos por los Responsables Técnicos.

### 15.3.1 Organismos involucrados

El Plan Solar implica la participación de varios organismos, junto con la DNE.

**URSEA** es la dependencia encargada de verificar que los Sistemas de EST cumplan con los requisitos establecidos para participar del Plan Solar, emitiendo una autorización para que el proveedor del equipo (en adelante PE) pueda incluirlo en los registros de la DNE. También está facultada para realizar controles en equipos e instalaciones.

**UTE** es el organismo encargado de brindar un incentivo para sus clientes que adquieran un calentador solar autorizado y adhieran al Plan. El incentivo se otorga bajo la forma de un descuento en la factura de consumo eléctrico. Para ello se requiere que los PE firmen Convenios de Relacionamiento con UTE y que entreguen al usuario el Bono de Eficiencia Energética correctamente llenado con los datos de la empresa y del RTI. El usuario presenta el Bono ante una oficina comercial de UTE para obtener el incentivo. UTE veri-

fica que la instalación haya sido correctamente inscrita en el registro de la DNE.

**BHU**, como agente de financiamiento, otorgando préstamos para la adquisición de equipamiento entre 20 000 y 100 000 unidades indexadas con tasas de 8 % anual para ahorristas y 8,5 % para no ahorristas. Los préstamos son otorgados a personas físicas (máximo dos titulares), que sean empleados públicos, privados, jubilados o pensionistas a los que sea posible aplicar retención de haberes.

El Banco de Seguros del Estado (**BSE**) ofrece el seguro contra robo, clima y vandalismo por 5 años.

### 15.3.2 Requisitos

Se prevé que los requisitos técnicos vayan aumentando el nivel de exigencia en cuatro etapas, hasta aceptar solamente productos que cuenten con certificación contra la norma UNIT 1185:2009 y hayan sido ensayados de acuerdo con las normas UNIT 1184:2010 y UNIT-ISO 9459-2:1995. La certificación del producto deberá ser otorgada por un Organismo de Certificación reconocido por URSEA.

En las fases 1 y 2, mientras no se cuente en el país con laboratorios capaces de realizar los ensayos de acuerdo a la norma UNIT 1184:2010 y verificar el cumplimiento de los requisitos de la norma UNIT 1185:2009, se aceptan equipos que cumplan las tres normas siguientes:

- UNE-EN 12976-1:2006.
- UNE-EN 12976-2:2006.
- ISO 9459-2:1995.

Como alternativa, en estas dos primeras fases se autorizan sistemas prefabricados que cumplan con una serie de 24 Requisitos Provisionales descritos en el Manual del Plan Solar. Dichos requisitos son una serie de características constructivas que, generalmente, tienen los equipos que cumplen los requisitos de fiabilidad y durabilidad.

Adicionalmente, el Manual del Plan Solar exige una serie de 33 requisitos técnicos adicionales para los equipos.

En la fase 2 no se aceptarán algunas características que figuran en la lista de requisitos provisionales:

- No se admitirán envoltentes de tanques acumuladores en materiales que no sean acero inoxidable, aluminio anodizado o acero cincado y lacado.

- No se aceptarán estructuras de soporte en acero prepintado.

En la fase 3 no existirá la alternativa de autorizar sistemas por cumplimiento de los requisitos provisionales. Sólo se autorizarán equipos que cumplan los requisitos de las normas UNIT 1185, evaluados con los ensayos según UNIT 1184. Se mantendrán los requisitos técnicos adicionales de la fase 2, pero no se admitirán tanques acumuladores de acero de bajo carbono con ánodo de sacrificio.

## Acrónimos

- ACS – Agua Caliente Sanitaria.
- AS – Aporte Solar (en kJ).
- ASA – Aporte Solar Anual (en kJ/año).
- CEAUX – Consumo de Energía Auxilia.
- CGP – Coeficiente Global de Pérdidas.
- CS – Contribución Solar (en %).
- DEA – Demanda de Energía Anual.
- EST – Energía Solar Térmica.
- ETUS – Especificaciones Técnicas Uruguayas de Sistemas solares térmicos.
- MI – Manual de Instrucciones.
- RTI – Responsable Técnico de Instalación de energía solar térmica.
- SST – Sistemas Solares Térmicos.



## Normativa UNIT y UNE-EN de utilidad para instalaciones solares

### Listado de normativa UNIT:

1. UNIT 705:2009 – Sistemas solares térmicos y componentes. Colectores solares. Requisitos.
2. UNIT 1184:2010 – Sistemas solares térmicos y componentes. Sistemas prefabricados. Métodos de ensayo.
3. UNIT 1185:2009 – Sistemas solares térmicos y componentes. Sistemas prefabricados. Requisitos.
4. UNIT 1195:2012 – Sistemas solares térmicos y sus componentes. Instalaciones a medida. Requisitos.
5. UNIT 1196:2012 – Sistemas solares térmicos y sus componentes. Instalaciones a medida. Métodos de ensayo.
6. UNIT-ISO 9459-2:1995 – Calentamiento solar. Sistemas de calentamiento de agua sanitaria. Parte 2: métodos de ensayo exteriores para la caracterización y predicción de rendimiento anual de los sistemas solares. Adopt. OCTUBRE 2009, equiv. ISO 9459-2:1995.
7. UNIT-ISO 9488:1999 – Energía solar. Vocabulario. Adopt. febrero 2009, equiv. ISO 9488:1999, MOD<sup>a</sup>.

---

<sup>a</sup>MOD: se adoptó con modificaciones.

8. UNIT-ISO 9806-1:1994 – Métodos de ensayo para colectores solares. Parte 1: desempeño térmico de colectores con vidrio de calentamiento líquido considerando caída de presión. Adopt. octubre 2008, equiv. ISO 9806-1:1994 MOD.
9. UNIT-ISO 9806-2:1995 – Métodos de ensayos para colectores solares. Parte 2: procedimientos de ensayo de calificación. Adopt. noviembre 2008, equiv. ISO 9806-2:1995 IDT<sup>b</sup>.
10. UNIT-ISO 9806-3:1995 – Métodos de ensayo para colectores solares. Parte 3: desempeño térmico de colectores sin vidrio de calentamiento líquido considerando caída de presión (solamente transferencia de calor sensible). Adopt. diciembre 2008, equiv. ISO 9806-3:1995 IDT.

### Listado de normativa UNE-EN:

1. UNE-EN 12975-1:2006 – Sistemas solares térmicos y componentes. Captadores solares. Parte 1: Requisitos generales.
2. UNE-EN 12975-2:2006 – Sistemas solares térmicos y componentes. Captadores solares. Parte 2: Métodos de ensayo.
3. UNE-EN 12976-1:2006 – Sistemas solares térmicos y componentes. Sistemas prefabricados. Parte 1: Requisitos generales.
4. UNE-EN 12976-2:2006 – Sistemas solares térmicos y componentes. Sistemas prefabricados. Parte 2: Métodos de ensayo.
5. UNE-EN 12977-1:2012 – Sistemas solares térmicos y sus componentes. Instalaciones a medida. Parte 1: Requisitos generales para los calentadores de agua solares y las instalaciones solares combinadas.
6. UNE-EN 12977-2:2012 – Sistemas solares térmicos y sus componentes. Instalaciones a medida. Parte 2: Métodos de ensayo para los calentadores de agua solares y las instalaciones solares combinadas.
7. UNE-EN 12977-3:2012 – Sistemas solares térmicos y sus componentes. Instalaciones a medida. Parte 3: Métodos de ensayo del rendimiento de los acumuladores de agua de calentamiento solar.
8. UNE-EN 12977-4:2012 – Sistemas solares térmicos y sus componentes. Instalaciones a medida. Parte 4: Métodos de ensayo del rendimiento para las instalaciones solares combinadas.

---

<sup>b</sup>IDT: se adoptó de forma idéntica.

- 
9. UNE-EN 12977-5:2012 – Sistemas solares térmicos y sus componentes. Instalaciones a medida. Parte 5: Métodos de ensayo del rendimiento para los sistemas de regulación.

### **Listado de normativa complementaria:**

1. UNE-EN 1057:2007 – Cobre y aleaciones de cobre. Tubos redondos de cobre, sin soldadura, para agua y gas en aplicaciones sanitarias y de calefacción.
2. UNE-EN 12241:1991 – Aislamiento térmico para equipos de edificación e instalaciones industriales. Método de cálculo. (Equiv. ISO 12241).
3. UNE-EN 12599:2001 – Ventilación de edificios. Procedimientos de ensayo y métodos de medición para la recepción de los sistemas de ventilación y de climatización instalados.
4. UNE-EN 14336:2005 – Sistemas de calefacción en edificios. Instalación y puesta en servicio de sistemas de calefacción por agua.
5. UNE-EN 15316-4-3:2008 – Sistemas de calefacción en los edificios. Método para el cálculo de los requisitos de energía del sistema y de la eficiencia del sistema. Parte 4-3: Sistemas de generación de calor, sistemas solares térmicos.
6. UNE-EN 16484-3:2006 – Sistemas de automatización y control de edificios (BACS). Parte 3: Funciones. (Equiv. ISO 16484-3).
7. UNE 100152:2004 – Climatización. Soportes de tuberías.
8. UNE 112076:2004 – Prevención de la corrosión en circuitos de agua.
9. UNE 100010-1:1989 – Climatización. Pruebas de ajuste y equilibrado. Parte 1: instrumentación.
10. UNE 100010-2:1989 – Climatización. Pruebas de ajuste y equilibrado. Parte 2: mediciones.
11. UNE 100010-3:1989 – Climatización. Pruebas de ajuste y equilibrado. Parte 3: ajuste y equilibrado.





# Bibliografía

- [ASIT, 2010] ASIT (2010). Guía ASIT de la Energía Solar Térmica. Technical report, Asociación Solar de la Industria Térmica, España.
- [Beckman et al., 1982] Beckman, W., Klein, S., y Duffie, J. (1982). *Proyecto de Sistemas Térmico-solares por el método de las curvas-f*. Editorial Index.
- [Duffie y Beckman, 2006] Duffie, J. y Beckman, W. (2006). *Solar Engineering of Thermal Processes*. Wiley and Sons, Hoboken, New Jersey, Third edition.
- [ESTIF, 2012] ESTIF (2012). Guide for Policy and Framework Conditions. Technical report, The European Solar Thermal Industry Federation, España.
- [IDAE, 2011] IDAE (2011). Guía Práctica de la Energía. Consumo Eficiente y Responsable. Technical report, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, España.
- [López Lara et al., 2004] López Lara, G., Kasper, B., y Weyres-Borchert, B. (2004). Instalaciones Solares Térmicas: Manual para uso de Instaladores, Fabricantes, Proyectistas, Ingenieros y Arquitectos, Instituciones de Enseñanza y de Investigación. Technical report, SODEAN, España.
- [Peuser et al., 2005] Peuser, F., Remmers, K., y Schnauss, M. (2005). *Sistema Solares Térmicos: diseño e instalación*. Progensa, Sevilla, España.
- [RITE, 2011] RITE (2011). *Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios*. AENOR.
- [Ruiz Hernández et al., 2004] Ruiz Hernández, V., López Lara, G., y Martínez Escribano, J. (2004). Instalaciones Solares Térmicas para Producción de Agua Caliente Sanitaria. Technical report, Asociación Técnica Española de Climatización y Refrigeración.
- [Viti, 1996a] Viti, A. (1996a). Calentamiento de agua de piscinas. Technical report, Asociación Técnica Española de Climatización y Refrigeración.
- [Viti, 1996b] Viti, A. (1996b). Preparación de agua caliente para usos sanitarios. Technical report, Asociación Técnica Española de Climatización y Refrigeración.